



TESIS - PM147501

**PENENTUAN KISARAN HARGA JUAL TENAGA
LISTRIK DAN RISIKO INVESTASI REHABILITASI
GAS TURBINE DI PT. X**

EKO PURWANTO
9112201408

DOSEN PEMBIMBING
Dr. Ir. I Ketut Gunarta, MT.

PROGRAM STUDI MAGISTER MANAJEMEN TEKNOLOGI
BIDANG KEAHLIAN MANAJEMEN INDUSTRI
PROGRAM PASCASARJANA
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2015



THESIS - PM147501

**DETERMINING THE RANGE OF ELECTRICITY SELL
PRICE AND RISK ANALYSIS OF GAS TURBINE
REHABILITATION AT PT. X**

EKO PURWANTO
9112201408

SUPERVISOR
Dr. Ir. I Ketut Gunarta, MT.

MASTER OF TECHNOLOGY MANAGEMENT
INDUSTRIAL TECHNOLOGY MANAGEMENT
POST-GRADUATE PROGRAM
INSTITUTE OF TECHNOLOGY SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA
2015


**Tesis disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar
Magister Manajemen Teknologi (M.MT)
di
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

**Oleh:
Eko Purwanto
NRP. 9112201408**

**Tanggal Ujian : 31 Juli 2015
Periode Wisuda : September 2015**

Disetujui oleh:

**1. Dr. Ir. Ketut Gunarta, MT
NIP: 19680218 1993031002**


(Pembimbing)

**2. Dr. Indung Sudarso, ST, MT
NIDN: 0727115201**


(Penguji)

**3. Dr. Ir. Fuad Achmadi, MSME
NIDN : 0720116103**


(Penguji)

Direktur Program Pascasarjana,



**Prof. Dr. Ir. Adi Soeprijanto, MT
NIP. 196404051990021001**

PENENTUAN KISARAN HARGA JUAL TENAGA LISTRIK DAN RISIKO INVESTASI REHABILITASI *GAS TURBINE* (STUDI KASUS PT. X)

Nama Mahasiswa : Eko Purwanto
NRP : 9112201408
Pembimbing : Dr. Ir. I Ketut Gunarta, MT.

ABSTRAK

Untuk meningkatkan pendapatan perusahaan, PT. X berencana menjual kelebihan tenaga listrik yang diproduksi ke PLN. Rencana tersebut dilatarbelakangi oleh adanya *potential capacity* pada fasilitas *cogeneration plant* terpasang sebesar 6 MW dan adanya regulasi pemerintah tentang patokan harga pembelian tenaga listrik yang menarik bagi perusahaan penyedia listrik. Investasi berupa rehabilitasi *gas turbine* harus dilakukan sebelum kontrak jual beli tenaga listrik dengan PLN untuk meningkatkan kapasitas dan kehandalan *cogeneration plant* terpasang.

Penelitian ini bertujuan untuk menentukan kisaran harga jual tenaga listrik yang layak bagi PT. X sekaligus dapat diterima oleh PLN dan untuk menentukan profil risiko pada tingkat pengembalian investasi yang diakibatkan oleh fluktuasi variabel harga bahan bakar gas alam tingkat inflasi US. Kedua variabel tersebut mempengaruhi biaya pokok pembangkitan tenaga listrik dan dikategorikan sebagai variabel kritis karena fluktuasi nilainya disebabkan oleh faktor-faktor eksternal yang tidak dapat dikendalikan oleh perusahaan penyedia listrik.

Perhitungan harga jual tenaga listrik dilakukan menggunakan sebuah model keuangan yang dibangun untuk menggambarkan kondisi investasi dalam bahasa akuntansi. Dengan menggunakan model tersebut diperoleh kisaran harga yang layak sebesar 8.03-8.60 *cent* USD/kWh. Profil risiko pada tingkat pengembalian investasi ditentukan menggunakan model simulasi Monte Carlo. Hasil simulasi menunjukkan bahwa kemungkinan investasi menjadi tidak layak disebabkan oleh fluktuasi variabel kritis mencapai 72.198%.

Kata kunci: harga jual tenaga listrik, risiko pada tingkat pengembalian investasi, variabel kritis

DETERMINING THE RANGE OF ELECTRICITY SELL PRICE AND RISK ANALYSIS OF GAS TURBINE REHABILITATION (CASE STUDY PT. X)

By : Eko Purwanto
Student Identity Number : 9112201408
Supervisor : Dr. Ir. I Ketut Gunarta, MT.

ABSTRACT

PT X planned to sell the produced electricity to PLN to increase their revenue. This planning is developed as their cogeneration plant has idle capacity of 6 MW and government released electricity regulation that offers attractive electricity tariff. Investment in rehabilitation the existing gas turbine shall be implemented prior to dealing with PLN with the aim of increasing the capacity and reliability of existing cogeneration plant.

This research is conducted for determining the range of electricity sell price that feasible for PT X and acceptable for PLN, and identifying the risk profile on investment return resulting from changes of both variables of natural gas fuel price and US inflation rates. Both variabels are critical as they fluctuate simultaneously and affected by various external factors that beyond of electricity provider company.

Calculation of electricity sell price is conducted by using a finance model that developed to represent the investment condition in accounting perspective. In using that model, for range of feasible electricity sell price is 8.03-8.6 cent USD/kWh. Risk on investment return is determined by using Monte Carlo simulation model. Simulation result reveals that the probability of investment tends to unfeasible resulting from fluctuation of critical variabels is 72.198%.

Keywords: critical variables, electricity sell price, risk on investment return

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT yang senantiasa melimpahkan rahmat-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan tesis ini. Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu persyaratan untuk menyelesaikan Studi Program Pasca Sarjana pada Program Studi Magister Manajemen Teknologi pada Jurusan Manajemen Industri di Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya (MMT-ITS).

Atas semua bantuan dan dukungan yang diterima penulis, pada kesempatan ini penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Orang tua, istri dan anak tercinta yang selalu memberikan dukungan dan doa.
2. Bapak Dr. Ir. I Ketut Gunarta, MT selaku dosen pembimbing yang telah meluangkan waktu untuk membimbing, membagi pengetahuan dan pengalamannya.
3. Ade Indriawan yang berkenan memberikan support dan membagi pengetahuannya.
4. Rekan-rekan seangkatan yang memberikan dorongan untuk menyelesaikan penelitian ini.

Tentunya masih banyak yang harus diperbaiki dalam penelitian ini, oleh karena itu penulis mengharapkan masukan agar penelitian ini dapat lebih baik. Semoga penelitian ini dapat bermanfaat bagi penelitian selanjutnya.

Surabaya, Juli 2015

Penulis

DAFTAR ISI

ABSTRAK.....	i
ABSTRACT.....	ii
KATA PENGANTAR.....	iii
DAFTAR ISI.....	iv
DAFTAR GAMBAR.....	vi
DAFTAR TABEL.....	vii
BAB 1 PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Perumusan Masalah.....	6
1.3 Tujuan Penelitian.....	6
1.4 Manfaat Penelitian.....	7
1.5 Batasan dan Asumsi Penelitian.....	7
BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA.....	8
2.1 Kelebihan Tenaga Listrik.....	8
2.2 <i>Cogeneration</i>	9
2.3 Investasi.....	11
2.4 Risiko Investasi.....	12
2.5 <i>Capital Budgeting</i>	13
2.6 Biaya Modal.....	16
2.6.1 Biaya Modal Pinjaman.....	17
2.6.2 Biaya Modal Sendiri.....	17
2.7 <i>Terminal Value</i>	19
2.8 Tingkat Inflasi.....	20
BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN.....	21
3.1 Lokasi Penelitian.....	21
3.2 Waktu Penelitian.....	21
3.3 Tahapan Penelitian.....	21
3.4 Identifikasi Masalah.....	21
3.5 Pengumpulan Data.....	23

3.6	Pengolahan Data	23
3.7	Analisis Hasil dan Pembahasan	25
3.8	Kesimpulan dan Saran	25
BAB 4 PENGOLAHAN DATA DAN PEMBAHASAN.....		26
4.1	Data dan Asumsi	26
4.1.1	Data Biaya Investasi dan Operasional	26
4.1.2	Data Historis Harga Bahan Bakar Gas Alam.....	28
4.1.3	Data Historis Tingkat Inflasi.....	28
4.1.4	Data Historis Indeks Harga Saham Gabungan.....	29
4.1.5	Masa Investasi.....	30
4.1.6	Asumsi Model Keuangan.....	30
4.2	Pengolahan Data	30
4.2.1	Penyusunan Model Keuangan.....	30
4.2.2	Perhitungan Biaya Modal	32
4.2.3	Perhitungan <i>Terminal Value</i>	33
4.2.4	Uji Distribusi Data Historis	34
4.2.5	Perhitungan Harga Jual Tenaga Listrik Minimal.....	35
4.2.6	Analisis Sensitivitas	36
4.2.7	Penentuan Profil Risiko	39
4.3	Pembahasan Hasil Pengolahan Data.....	41
4.3.1	Kisaran Harga Jual Tenaga Listrik	41
4.3.2	Pengaruh Variabel Terkait Harga Jual Listrik Terhadap IRR.....	42
4.3.3	Analisis Profil Risiko	44
BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN		46
5.1	Kesimpulan	46
5.2	Saran	47
DAFTAR PUSTAKA		48

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Diagram Alir <i>Cogeneration Plant</i> Terpasang	2
Gambar 1.2	Diagram Alir <i>Cogeneration Plant</i> Setelah Rehabilitasi GTG	3
Gambar 2.1	Skema <i>Excess Power</i> Jaringan Tegangan Menengah	9
Gambar 2.2	Beberapa Contoh Konfigurasi <i>Cogeneration</i>	11
Gambar 3.1	Bagan Alir Penelitian	22
Gambar 4.1	Grafik Pengaruh Harga Jual Tenaga Listrik Terhadap IRR	35
Gambar 4.2	Grafik Sensitivitas IRR Atas Perubahan Variabel Terkait Penentuan Harga Listrik	38
Gambar 4.3	Grafik <i>Probability</i> IRR Akibat Fluktuasi Harga Bahan Bakar	40
Gambar 4.4	Grafik <i>Probability</i> IRR Akibat Fluktuasi Tingkat Inflasi US	40
Gambar 4.5	Grafik <i>Probability</i> IRR Akibat Kombinasi Fluktuasi Harga Bahan Bakar dan Tingkat Inflasi US	41

DAFTAR TABEL

Tabel 1.1	Profil Beban <i>Cogeneration Plant</i> PT. X.....	4
Tabel 1.2	Harga Patokan Tertinggi Kelebihan Tenaga Listrik PLTG/PLTMG	5
Tabel 2.1	Penggunaan Tenaga Panas yang Dihasilkan <i>Cogeneration</i>	10
Tabel 3.1	Variabel Berpengaruh Terhadap Tingkat Pengembalian.....	24
Tabel 4.1	Biaya Investasi Rehabilitasi GTG.....	26
Tabel 4.2	Biaya Operasi dan Pemeliharaan <i>Cogeneration Plant</i>	27
Tabel 4.3	Konsumsi Energi <i>Cogeneration Plant</i>	28
Tabel 4.4	Data Historis Harga Bahan Bakar Gas Alam.....	28
Tabel 4.5	Data Historis Tingkat Inflasi US.....	29
Tabel 4.6	Data Historis IHSG di Bursa Efek Indonesia	29
Tabel 4.7	Perubahan Biaya Sebelum dan Setelah Rehabilitasi GTG	31
Tabel 4.8	Variabel Perhitungan Biaya Modal.....	33
Tabel 4.9	Variabel Perhitungan <i>Terminal Value</i>	34
Tabel 4.10	Hasil Uji Distribusi Data Historis.....	34
Tabel 4.11	Parameter Kelayakan Investasi.....	36
Tabel 4.12	Sensitivitas IRR Atas Harga Bahan Bakar dan Tingkat Inflasi US....	39



DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran A Model Keuangan Skenario 1 (Sebelum Rehabilitasi GTG) A-1

Lampiran B Model Keuangan Skenario 2 (Setelah Rehabilitasi GTG)..... B-1

Lampiran C Analisis Sensitivitas IRR Terhadap Variabel Harga

Bahan Bakar Gas Alam dan Tingkat Inflasi Amerika Serikat C-1

BAB 1

PENDAHULUAN

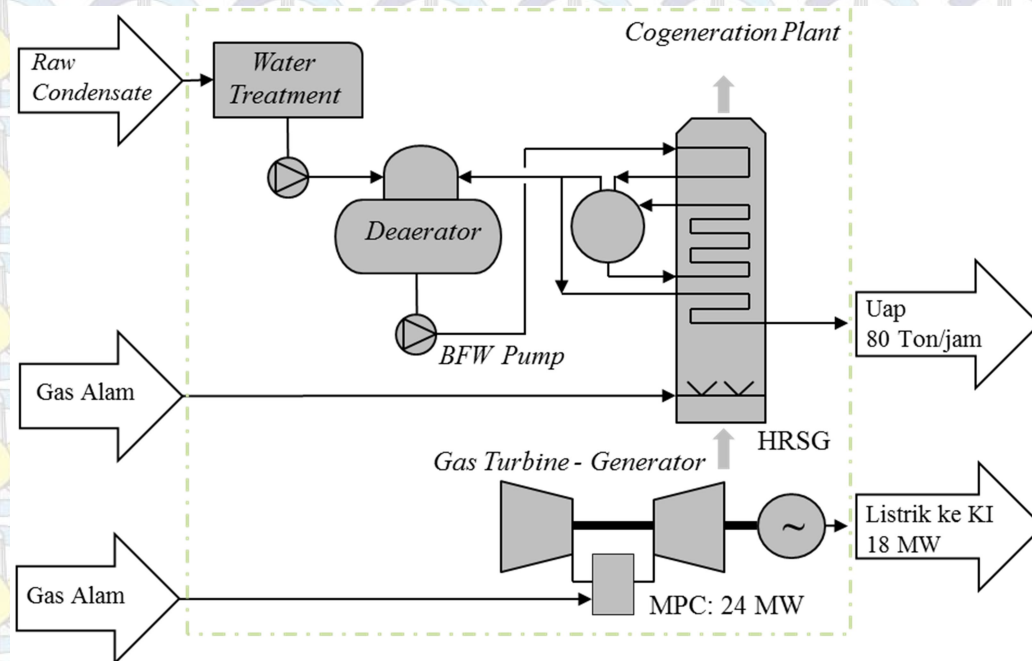
1.1 Latar Belakang

PT. X, selanjutnya disebut sebagai Perseroan, adalah sebuah perusahaan swasta yang bergerak dalam bidang penyediaan *utility* meliputi tenaga listrik, *thermal power* berupa uap, nitrogen, dan *demineralized water*. Untuk memproduksi tenaga listrik dan uap, Perseroan memiliki fasilitas *cogeneration plant* dengan peralatan utama satu unit *Gas Turbine Generator* (GTG) dengan kapasitas disain 34 MW listrik dan satu unit *Heat Recovery Steam Generator* (HRSG) dengan kapasitas disain 156 ton uap per jam. Kedua peralatan tersebut menggunakan gas alam (*natural gas*) sebagai bahan bakar. Gambar 1.1. menunjukkan diagram alir *cogeneration plant* yang dimiliki Perseroan. *Utility* yang diproduksi dijual ke perusahaan-perusahaan di kawasan industri terdekat.

Selama ini Perseroan menjual tenaga listrik ke pelanggan di kawasan industri (KI) terdekat dengan harga jual yang dihitung mengikuti suatu formula tertentu. Pada formula tersebut terdapat variabel harga bahan bakar gas dan jumlah tenaga listrik yang dibeli pelanggan, sehingga harga jual tenaga listrik yang berlaku berubah sesuai nilai kedua variabel tersebut.

Formula tersebut disusun oleh Perseroan dengan dilandasi konsep *load follower*, yakni beban operasi *cogeneration plant* disesuaikan dengan kebutuhan uap dan tenaga listrik pelanggan. Harga jual tenaga listrik berubah mengikuti fluktuasi harga bahan bakar dan beban operasi GTG. Dengan konsep *load follower* tersebut terdapat *risk sharing* dan *profit sharing* antara Perseroan sebagai penyedia tenaga listrik dengan pelanggan sebagai pembelinya. Ketika kebutuhan tenaga listrik pelanggan naik, maka GTG akan beroperasi pada beban yang lebih tinggi. Pada beban yang tinggi *specific fuel consumption* (SFC) GTG akan turun, sehingga biaya bahan bakar berkurang dan harga jual tenaga listrik per kWh menjadi lebih murah. Sebaliknya ketika kebutuhan tenaga listrik pelanggan turun, maka GTG akan beroperasi pada beban yang lebih rendah. Pada beban rendah

SFC GTG akan naik, sehingga biaya bahan bakar akan bertambah dan harga jual tenaga listrik per kWh menjadi lebih mahal.

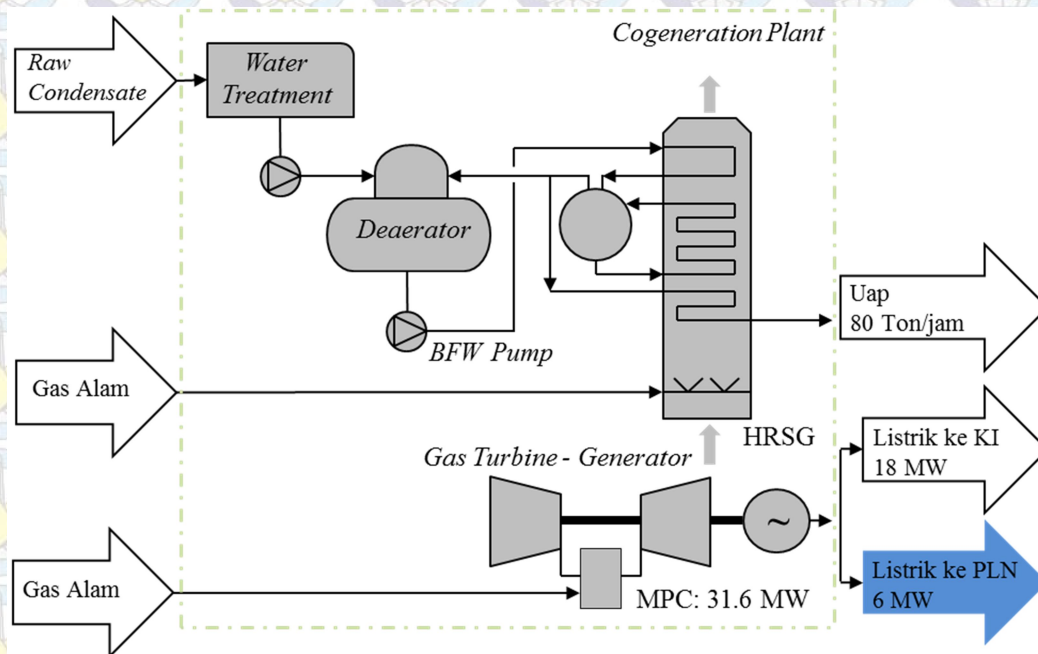


Gambar 1.1 Diagram Alir Cogeneration Plant Terpasang

Saat ini terdapat kelebihan tenaga listrik (*excess power*) sebesar 6 MW yang diproduksi oleh GTG. GTG beroperasi secara kontinyu pada beban 18 MW sedangkan GTG memiliki *Maximum Proven Capacity* (MPC) sebesar 24 MW. Penurunan beban GTG terjadi karena beberapa perusahaan di kawasan industri yang selama ini membeli tenaga listrik dari Perseroan, membangun pembangkit listrik sendiri dengan memanfaatkan panas pada gas buang yang dihasilkan oleh proses produksinya.

Perseroan berencana menjual kelebihan tenaga listrik tersebut ke PLN untuk meningkatkan pendapatan perusahaan, dengan terlebih dahulu melakukan investasi berupa rehabilitasi GTG terpasang untuk meningkatkan MPC GTG menjadi 31.6 MW. Dengan memiliki nilai MPC yang lebih besar, maka GTG akan dapat mengantisipasi kebutuhan tenaga listrik tertinggi (*peak load*) di kawasan industri yakni sebesar 24 MW, tanpa mengurangi jumlah tenaga listrik yang dijual ke PLN. Kebutuhan listrik tertinggi terjadi ketika beberapa perusahaan di kawasan industri terdekat melaksanakan *start-up* pabrik setelah selesainya

pelaksanaan *major overhaul*, dimana *major overhaul* setiap pabrik dilaksanakan sekali dalam satu tahun. Gambar 1.2. menunjukkan diagram alir *cogeneration plant* yang direncanakan setelah pelaksanaan rehabilitasi GTG.



Gambar 1.2 Diagram Alir *Cogeneration Plant* Setelah Rehabilitasi GTG

Tabel 1.1 menunjukkan produksi tenaga listrik dan kelebihan tenaga listrik pada kondisi sekarang dan yang diproyeksikan setelah pelaksanaan rehabilitasi GTG, baik pada beban normal maupun beban tertinggi. Pada beban normal setelah GTG rehabilitasi terdapat kelebihan tenaga listrik sebesar 12 MW. Namun demikian Perseroan merencanakan untuk menjual tenaga listrik hanya sebesar 6 MW. Tenaga listrik sebesar 6 MW yang lain digunakan sebagai *reserve capacity* untuk mengantisipasi *peak load* di kawasan industri dan sebagai kontigensi penurunan (*de-rating*) kapasitas GTG.

Perhitungan harga jual tenaga listrik yang selama ini berlaku menggunakan formula yang disusun oleh Perseroan, tidak dapat diterapkan dalam kontrak jual beli kelebihan tenaga listrik dengan PLN. Hal itu disebabkan karena PLN tidak menghendaki harga tenaga listrik yang berfluktuasi terhadap variabel biaya pembangkitan. Harga jual kelebihan tenaga listrik adalah tertentu dengan patokan harga tertinggi 8.60 *cent* USD/kWh. Patokan harga tersebut mengacu ke

PERMEN ESDM No. 03 Tahun 2015 tentang Harga Patokan Tertinggi Pembelian Tenaga Listrik untuk Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) sebagaimana tercantum pada Tabel 1.2.

Pada kondisi tertentu, penyesuaian harga jual tenaga listrik masih memungkinkan selama tidak melampaui patokan harga tertinggi. Hal ini tergantung klausul yang disepakati ketika Perseroan melakukan negosiasi kontrak jual beli tenaga listrik dengan PLN.

Pada penelitian ini akan ditentukan kisaran harga jual tenaga listrik per kWh yang layak bagi Perseroan dan dapat diterima oleh PLN. Batas bawah dari kisaran harga tersebut ditentukan sedemikian rupa sehingga tingkat pengembalian yang diperoleh Perseroan sama dengan biaya modal perusahaan. Sedangkan batas atas dari harga patokan tertinggi pembelian tenaga listrik sebagaimana tercantum di PERMEN ESDM No. 03 Tahun 2015.

Tabel 1.1 Profil Beban *Cogeneration Plant* Perseroan

	Beban Normal	Beban Tertinggi
Kondisi Sekarang		
<i>GTG Output (Nett)</i>	18 MW	24 MW
<i>GTG MPC</i>	25.6 MW	25.6 MW
Pemakaian Listrik Sendiri	1.6 MW	1.6 MW
Kelebihan Listrik Yang Tersedia	6 MW	0 MW
Kelebihan Listrik Yang Dapat Dijual	6 MW	0 MW
Produksi uap	80 Ton/jam	80 Ton/jam
Setelah Rehabilitasi GTG		
<i>GTG Output (Nett)</i>	18 MW	24 MW
<i>GTG MPC</i>	31.6 MW	31.6 MW
Pemakaian Listrik Sendiri	1.6 MW	1.6 MW
Kelebihan Listrik Yang Tersedia	12 MW	6 MW
Kelebihan Listrik Yang Dapat Dijual	6 MW	6 MW
Produksi uap	80 Ton/jam	80 Ton/jam

Sumber: Hasil pengolahan data dari Perseroan

Tabel 1.2 Harga Patokan Tertinggi Kelebihan Tenaga Listrik PLTG/PLTMG

Kapasitas Unit (MW)	40–60	100
Harga (<i>cent</i> USD/kWh)	8.64	7.31
Asumsi:		
<i>Availability Factor</i> (AF)	85%	
Masa Kontrak	20 Tahun	
<i>Heat Rate</i> (Btu/kWh)	9083	8000
Harga Gas (USD/MMBtu)	6	

Sumber: PERMEN ESDM No. 03 Tahun 2015

Kisaran harga jual tenaga listrik tersebut akan menjadi acuan bagi Perseroan ketika melakukan negosiasi dengan PLN di awal kontrak jual beli. Dengan pedoman kisaran tersebut Perseroan dapat menawarkan harga jual tenaga listrik yang tidak terlalu tinggi sehingga PLN tidak akan membelinya, atau terlalu rendah sehingga menimbulkan kerugian pada Perseroan. Kisaran harga tersebut sekaligus sebagai dasar Perseroan untuk menentukan klausul eskalasi harga jual tenaga listrik yang diusulkan ke PLN dalam rentang waktu tertentu. Dengan pendekatan ini, Perseroan berharap dapat mengurangi potensi kehilangan keuntungan ketika harga bahan bakar gas alam dan tingkat inflasi berfluktuasi secara drastis selama masa kontrak jual beli tenaga listrik dengan PLN.

Mengacu ke PERMEN ESDM No. 03 Tahun 2015, penentuan harga bahan bakar gas menggunakan prinsip *passsthrough*. Dengan prinsip tersebut harga bahan bakar gas ditentukan sesuai hasil negosiasi antara PLN sebagai pembeli tenaga listrik dengan perusahaan penyedia bahan bakar gas tersebut, bukan dengan agen atau distributor bahan bakar gas maupun dengan Perseroan sebagai penyedia tenaga listrik. Sehingga terdapat risiko yang harus diperhitungkan oleh Perseroan terkait kenaikan biaya energi yang disebabkan oleh fluktuasi harga bahan bakar gas alam tersebut.

Tingkat inflasi merupakan variabel yang berpengaruh terhadap eskalasi biaya operasi dan pemeliharaan. Seperti halnya harga bahan bakar, fluktuasi tingkat inflasi dipengaruhi oleh kondisi eksternal yang tidak dapat dikendalikan Perseroan misalnya harga minyak dunia, kebutuhan energi, kondisi perekonomian, dan sebagainya. Sehingga terdapat risiko yang harus diperhitungkan oleh Perseroan terkait kenaikan biaya operasi dan pemeliharaan

yang disebabkan oleh fluktuasi tingkat inflasi tersebut. Pada penelitian ini digunakan tingkat inflasi di Amerika Serikat (US) karena biaya investasi, sebegini besar biaya operasi dan pemeliharaan, dan harga jual tenaga listrik menggunakan mata uang dolar Amerika Serikat (USD).

Harga bahan bakar gas alam dan tingkat inflasi US merupakan variabel-variabel kritis pada investasi, karena fluktuasinya di luar kendali Perseroan. Potensi kenaikan biaya energi, kenaikan biaya operasi dan pemeliharaan yang disebabkan oleh fluktuasi kedua variabel tersebut berpengaruh langsung terhadap biaya pokok pembangkitan tenaga listrik. Kondisi ini menimbulkan risiko ketidaklayakan pada tingkat pengembalian atas investasi rehabilitasi GTG yang akan dilakukan oleh Perseroan.

Oleh karena itu diperlukan sebuah kajian risiko yang hasilnya akan menjadi pedoman bagi Perseroan untuk menentukan langkah mitigasi agar tingkat kelayakan investasi rehabilitasi GTG sesuai dengan yang diharapkan.

1.2 Perumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang yang telah dikemukakan sebelumnya maka permasalahan terkait dengan penjualan kelebihan tenaga listrik bagi Perseroan adalah sebagai berikut:

1. Berapa harga jual tenaga listrik minimal yang layak?
2. Bagaimana pengaruh variabel-variabel yang mempengaruhi keputusan penentuan harga listrik terhadap tingkat pengembalian investasi?
3. Bagaimana profil risiko atas variabel-variabel kritis terhadap tingkat pengembalian atas investasi yang dilakukan?

1.3 Tujuan Penelitian

Berdasarkan rumusan permasalahan yang telah diuraikan sebelumnya, maka tujuan penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan harga jual tenaga listrik minimal yang layak.
2. Menentukan pengaruh variabel-variabel yang mempengaruhi keputusan penentuan harga jual tenaga listrik terhadap tingkat pengembalian investasi.
3. Menentukan profil risiko atas variabel-variabel kritis yang mempengaruhi tingkat pengembalian yang diperoleh atas investasi yang dilakukan.

1.4 Manfaat Penelitian

Dari hasil penelitian ini diharapkan Perseroan mendapatkan manfaat sebagai berikut:

1. Mengetahui kisaran harga jual tenaga listrik yang layak sebagai acuan negosiasi penentuan harga jual listrik dan sebagai dasar penyusunan klausul eskalasi harga jual listrik.
2. Mengetahui profil risiko di bisnis penyediaan tenaga listrik sebagai dasar dalam menentukan langkah mitigasinya.
3. Mengetahui referensi harga jual tenaga listrik beserta variabel-variabel yang mempengaruhinya sebagai dasar penyusunan strategi bisnis di bidang penyediaan tenaga listrik.

1.5 Batasan dan Asumsi Penelitian

Beberapa batasan yang berlaku pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Tidak membahas kegagalan operasi *cogeneration plant*.
2. Seluruh biaya investasi merupakan *equity* yang dimiliki Perseroan.
3. Tidak membahas penentuan strategi untuk menekan risiko ketidaklayakan investasi.

Beberapa asumsi yang digunakan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Pada saat penelitian dilakukan tidak terdapat perubahan pada:
 - a. Jumlah kebutuhan tenaga listrik dari pelanggan Perseroan.
 - b. Kebijakan Perseroan terkait dengan *cogeneration plant* terpasang.
 - c. Regulasi Pemerintah terkait dengan tata niaga kelebihan tenaga listrik.
2. *Availability factor cogeneration plant* tidak kurang dari 85%.
3. Ketersediaan bahan bakar gas alam selalu mencukupi kebutuhan GTG.
4. Penurunan unjuk kerja GTG karena faktor jam operasi sesuai dengan kurva unjuk kerja dari pabrikan GTG.
5. Spesifikasi bahan bakar gas alam sesuai dengan rekomendasi pabrikan GTG.

BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Kelebihan Tenaga Listrik

Pembelian kelebihan tenaga listrik (*excess power*) merupakan strategi PLN untuk memenuhi kebutuhan listrik, dengan cara membeli kelebihan tenaga listrik dari perusahaan swasta yang memiliki pembangkit sendiri. Beberapa dasar hukum yang memayungi proses jual beli kelebihan tenaga listrik adalah sebagai berikut (Wardana, 2014):

1. Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan.
2. Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik.
3. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 10 Tahun 2005 tentang Tata Cara Perizinan Usaha Ketenagalistrikan untuk Lintas Provinsi atau yang Terhubung dengan Jaringan Transmisi Nasional.
4. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 1 Tahun 2006 tentang Prosedur Pembelian Tenaga Listrik dan/atau Sewa Menyewa Jaringan dalam Usaha Penyediaan Tenaga Listrik untuk Kepentingan Umum, terakhir diubah dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 4 Tahun 2007.
5. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 4 Tahun 2012 tentang Harga Pembelian Tenaga Listrik Oleh PT PLN (Persero) dari Pembangkit Tenaga Listrik yang Menggunakan Energi Terbarukan Skala Kecil dan Menengah atau Kelebihan Tenaga Listrik.
6. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 3 Tahun 2015 tentang Prosedur Pembelian Tenaga Listrik dan Harga Patokan Pembelian Tenaga Listrik dari PLTU Mulut Tambang, PLTU Batubara, PLTG/PLTMG, Dan PLTA Oleh PT PT PLN (Persero) Melalui Pemilihan dan Penunjukan Langsung.



Mengacu ke PERMEN ESDM No. 3 Tahun 2015, harga patokan tertinggi pembelian kelebihan tenaga listrik oleh PT PLN (Persero) untuk Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) kapasitas 40–60 MW adalah 8.64 *cent* USD/kWh. Harga pembelian tenaga listrik tersebut merupakan batas atas harga jual tenaga listrik yang menjadi acuan bagi perusahaan swasta untuk melakukan kajian ekonomi sebelum menjual kelebihan tenaga listriknya ke PLN.

Cogeneration adalah proses pembangkitan tenaga atau energi yang menghasilkan dua bentuk energi secara kontinu menggunakan sumber bahan bakar tertentu. *Cogeneration* banyak digunakan untuk memproduksi tenaga listrik dan tenaga panas (*heat*) dalam bentuk uap (*steam*) atau air panas (*hot water*) yang digunakan untuk proses di industri (Boyce, 2002). Tenaga listrik digunakan untuk penerangan, pemanas, penggerak mesin, pengondisian udara, dan sebagainya. Sedangkan penggunaan tenaga panas tergantung pada tipe pengguna *cogeneration*. Tabel 2.1 menunjukkan beberapa penggunaan tenaga panas berupa uap yang dihasilkan oleh *cogeneration*.

Tabel 2.1 - Penggunaan Tenaga Panas yang Dihasilkan *Cogeneration*

Pengguna <i>Cogeneration</i>	Penggunaan Tenaga Panas (Uap)
Industri: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Kertas ▪ Brewery ▪ Tekstil ▪ Makanan 	Pengolahan bubur kertas (<i>pulp</i>) Pengolahan <i>malt</i> dan proses distilasi Proses <i>bleaching</i> , <i>laundry</i> Proses pengeringan, sterilisasi, kristalisasi
Gedung: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Rumah sakit ▪ Hotel 	Pemanasan air, <i>laundry</i> , pengondisian udara Pemanasan air, <i>laundry</i> , pengondisian udara
Pengolahan Air: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Desalinasi 	Proses evaporasi air laut

Gambar 2.2 menunjukkan beberapa konfigurasi *cogeneration plant*. *Cogeneration plant* berbasis turbin gas memiliki efisiensi mencapai sekitar 75%, jauh lebih tinggi dibanding dengan efisiensi pembangkit listrik tenaga uap sekitar 35% (Boyce, 2002). Dari aspek ekonomi, pembangunan *cogeneration plant* lebih menguntungkan dibandingkan pembangunan pembangkit listrik konvensional (Lovins, 2002). Penentuan kapasitas dan teknologi *cogeneration* yang tepat dapat meningkatkan stabilitas jaringan listrik, mengurangi emisi dan memberikan kelayakan ekonomi.

Komponen utama sebuah *cogeneration plant* terdiri dari beberapa peralatan sebagai berikut:

1. *Prime Mover*

Prime mover berfungsi untuk menggerakkan *generator* listrik. Beberapa jenis *prime mover* yang digunakan di *cogeneration plant* adalah *gas turbine*, *steam turbine* dan *reciprocating engine* yang terdiri dari *diesel engine* dan *gas engine*.

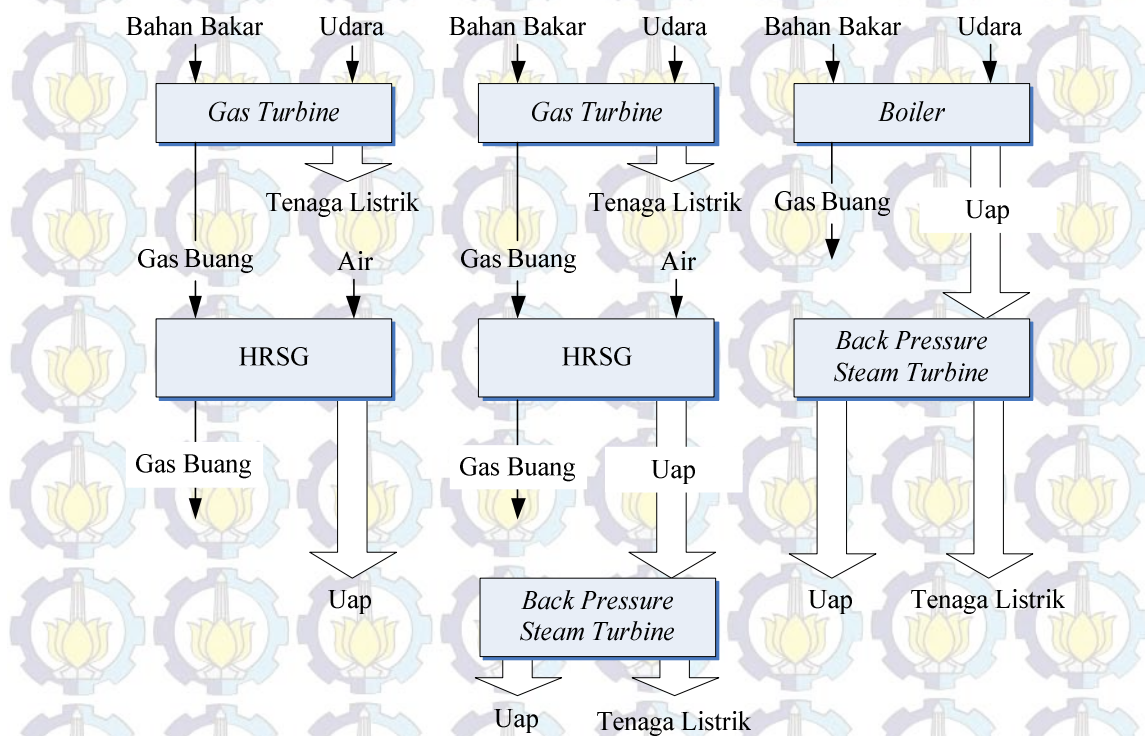
2. *Generator* listrik.

Generator berfungsi untuk membangkitkan tenaga listrik dengan digerakkan oleh *prime mover*.

3. *Steam Generator*

Steam generator berfungsi untuk memproduksi uap. *Steam generator* dapat berupa *fired boiler*, *Waste Heat Boiler* (WHB) atau *Heat Recovery Steam Generator* (HRSG). Pada *cogeneration plant* yang menggunakan *gas turbine* dan *reciprocating engine*, uap diproduksi oleh WHB atau HRSG dengan menyerap panas yang terkandung pada gas buang keluaran *gas turbine* atau *reciprocating engine*.

Sedangkan komponen penunjang (*balance of plant*) sebuah *cogeneration plant* terdiri dari sistem pengolahan air, sistem penyimpanan dan penyaluran bahan bakar, *feedwater system*, sistem pendingin, sistem instrumentasi dan pengaturan, serta sistem kelistrikan.



Gambar 2.2 – Beberapa Contoh Konfigurasi *Cogeneration*

2.3 Investasi

Investasi adalah bentuk kegiatan penggunaan uang atau sumber daya lain dalam kegiatan ekonomi untuk memperoleh pendapatan dan keuntungan di masa mendatang (Au, 1992). Terdapat dua jenis investasi, yaitu:

1. *Capital investment*, yaitu investasi dalam bentuk aset tidak bergerak (*fixed assets*) seperti tanah, bangunan, peralatan, atau mesin–mesin baik di sektor swasta maupun sektor publik.
2. *Financial investment*, yaitu investasi dalam bentuk kontrak kerja, pembelian saham, atau surat berharga lainnya.

Investasi sangat dipengaruhi oleh kejadian di masa mendatang yang tidak dapat diketahui secara pasti, sehingga ketidakpastian dan risiko akan selalu menyertai sebuah investasi. Investasi dalam bidang penyediaan energi, misalnya pembangkit listrik, merupakan salah satu bentuk *capital investment* dengan kebutuhan dana yang besar, *payback period* yang lama dan risiko yang tinggi. Risiko tersebut terkait dengan fluktuasi harga komoditas terkait dan perubahan regulasi di bidang energi (Westner, 2011).

Dalam rangka untuk mengurangi risiko, pada umumnya pelaksanaan sebuah investasi diawali dengan studi kelayakan. Salah satu bagian dalam studi tersebut adalah perencanaan arus kas di masa mendatang selama umur investasi. Pada investasi di bidang penyediaan energi, terdapat beberapa variabel yang nilainya dapat berubah selama umur investasi, antara lain:

- Jam operasi atau kehandalan peralatan pembangkit
- Kebutuhan energi (listrik, uap)
- Harga bahan bakar
- Harga jual energi (listrik, uap)
- Biaya operasi dan pemeliharaan

Perubahan pada setiap variabel di atas akan berdampak langsung pada arus kas yang direncanakan, sehingga analisis sensitivitas harus mencakup variabel-variabel tersebut (Radulovic et al, 2012).

2.4 Risiko Investasi

Risiko merupakan ketidakpastian dalam mendapatkan hasil yang diinginkan (Platon, Constantinescu, 2014). Analisis keuangan dalam rangka pengambilan keputusan investasi, bertujuan untuk mendapatkan *trade-off* antara risiko dan pendapatan (Evans, Olson, 2002). Pengambilan keputusan investasi tersebut antara lain terkait dengan:

- Pengembangan produk baru.
- Memasuki pasar yang baru.
- Pembangunan fasilitas produksi baru.
- Pengembangan (ekspansi) fasilitas yang sudah ada.

Beberapa variabel yang dibutuhkan dalam analisis keuangan dapat diperoleh dari bagian keuangan sebuah perusahaan. Namun tidak menutup kemungkinan beberapa variabel harus diperoleh dari luar perusahaan misalnya data historis, *survey* pasar, estimasi dan *judgement* para ahli. Variabel-variabel dari luar perusahaan tersebut memiliki variasi dan ketidakpastian sehingga hasil analisisnya pun tetap memiliki ketidakpastian. Oleh karena itu diperlukan suatu kajian dan analisis risiko yang ditimbulkan oleh variasi dan ketidakpastian tersebut. Dalam perspektif keuangan, *benefit* melakukan analisis risiko adalah dapat memperoleh informasi risiko parameter kelayakan NPV, IRR, *Benefit/Cost Rate* dalam bentuk distribusi kemungkinan (Hertz & Thomas, 1984).

Salah satu teknik analisis risiko yang umum digunakan adalah simulasi Monte Carlo. Pada dasarnya, simulasi Monte Carlo melibatkan penggunaan distribusi peluang dan bilangan acak dalam perhitungannya (Gunarta, 2006). Model simulasi Monte Carlo merupakan salah satu metode untuk menentukan distribusi kemungkinan suatu parameter (*certain parameter*) atas variasi dan ketidakpastian variabel *input* (*uncertain parameter*). Pada penelitian ini, *certain parameter*-nya adalah tingkat pengembalian atas investasi (IRR), sedangkan *variable input*-nya adalah harga bahan bakar gas alam dan tingkat inflasi Amerika Serikat (US). Simulasi Monte-Carlo tersebut dapat dilakukan dengan menggunakan Program Crystal Ball.

2.5 Capital Budgeting

Capital budgeting adalah proses evaluasi dan penentuan alternatif investasi jangka panjang yang akan memberikan pendapatan dan keuntungan bagi perusahaan (Gitman, 2012). Penilaian investasi menggunakan *capital budgeting* didasarkan pada peningkatan arus kas, meliputi arus kas masuk dan arus kas keluar yang relevan dari sebuah investasi. Penggunaan arus kas dapat

menggambarkan jumlah uang sesungguhnya yang dapat dimanfaatkan oleh perusahaan.

Arus kas yang relevan dalam penilaian sebuah investasi merupakan *free cash flow* (FCF) yaitu arus kas yang tersedia bagi *investor* setelah pengurangan atas pajak yang harus dibayar kepada pemerintah. Perhitungan *free cash flow* menggunakan formula berikut:

$$FCF = [EBIT \times (1 - T)] + Depreciation - \Delta FA - \Delta WC \quad (2.1)$$

dengan:

FCF : *Free cash flow*.

EBIT : *Earning Before Interest Tax*

T : Tarif pajak.

ΔFA : Perubahan pada *gross fixed assets*.

ΔWC : Perubahan pada *working capital*.

Pada sebuah proyek investasi dengan *gross fixed assets* atau *capital expenditure* (*capex*) tertentu, salah satu arus kas keluar yang relevan adalah biaya investasi awal. Faktor-faktor yang harus dipertimbangkan dalam penentuan besarnya biaya investasi awal adalah harga perolehan aktiva, biaya instalasi, serta penghasilan dan pajak dari penjualan aktiva lama (apabila ada). Sedangkan aliran kas masuk yang diterima oleh investor merupakan penghasilan yang akan diperoleh dari *capex* yang diperhitungkan setelah pajak.

Dalam memperhitungkan pendapatan bersih dan pendapatan kena pajak, metode penyusutan yang digunakan adalah metode garis lurus (*straight line method*) dengan tarif penyusutan 5% dan masa manfaat 20 tahun, sebagaimana ketentuan Peraturan Menteri Keuangan No. 96/PMK.03/2009. Sedangkan tarif pajak yang dikenakan adalah 25% dari Penghasilan Kena Pajak (PKP). Tarif tersebut berlaku bagi badan usaha yang memiliki penghasilan bruto (*gross income*) lebih dari Rp50 Miliar, sebagaimana ketentuan Peraturan Pemerintah No. 46 Tahun 2013 tentang Pajak Penghasilan Atas Penghasilan dari Usaha yang Diterima atau Diperoleh Wajib Pajak yang Memiliki Peredaran Bruto Tertentu.

Beberapa metode dalam *capital budgeting* yang digunakan untuk menentukan kelayakan suatu investasi adalah:

1. *Payback Period*

Payback period merupakan jangka waktu yang dibutuhkan untuk mengembalikan biaya investasi awal dengan menggunakan aliran kas yang dihasilkan oleh investasi tersebut. *Payback period* suatu investasi dihitung dengan menggunakan formula berikut:

$$\text{Payback Period} = \frac{\text{Biaya investasi awal}}{\text{Arus kas}} \quad (2-2)$$

Payback period dapat menggambarkan tingkat likuiditas atau kecepatan pengembalian modal yang diinvestasikan.

2. *Net Present Value (NPV)*

NPV suatu investasi merupakan selisih antara arus kas masuk yang didiskontokan pada tingkat pengembalian minimum (*cost of capital/discount rate/required return*), dikurangi dengan nilai investasi, sehingga didapatkan perhitungan mengenai nilai bersih investasi dengan menggunakan nilai uang pada saat sekarang. Metode ini didasarkan pada pemahaman bahwa nilai dari aset adalah nilai sekarang dari perkiraan arus kas yang akan dihasilkan oleh aset tersebut pada masa yang akan datang.

Penggunaan kriteria *NPV* didahului dengan memperkirakan penambahan biaya dan keuntungan, pengeluaran awal, arus kas masuk dan arus kas keluar selama masa investasi. *NPV* diformulasikan sebagai berikut:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+k)^t} \pm CF_0 \quad (2.3)$$

dengan:

CF_t : Arus kas tahunan setelah pajak pada periode t.

k : Tingkat diskonto yang tepat, yaitu tingkat pengembalian yang diisyaratkan atau biaya modal.

CF_0 : Pengeluaran kas awal untuk investasi proyek.

N : Masa investasi yang diharapkan.

Kriteria *NPV* sebuah investasi adalah jika *NPV* investasi lebih besar dari nol maka proyek layak untuk dilaksanakan, sedangkan apabila ada nilai

negatif muncul dalam penerimaan proyek, maka proyek tidak layak untuk dilaksanakan. Jika nilai bersih sekarang dari proyek sama dengan nol, maka proyek memberikan pengembalian yang sama dengan tingkat pengembalian yang diisyaratkan.

3. *Internal Rate of Return*

Internal Rate of Return (IRR) atau tingkat pengembalian internal didefinisikan sebagai *discount rate* atau tingkat bunga yang menyamakan *present value* arus kas proyek yang diharapkan dengan pengeluaran awal proyek ($NPV = 0$). Tingkat pengembalian internal diformulasikan dalam persamaan berikut:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} - CF_0 \quad (2.4)$$

dengan:

k : Tingkat diskonto yang tepat, yaitu tingkat pengembalian yang disyaratkan atau biaya modal.

IRR : *Internal Rate of Return*.

Kriteria keputusan dengan menggunakan *IRR* dinyatakan sebagai berikut:

- $IRR \geq$ tingkat pengembalian yang diisyaratkan maka investasi layak.
- $IRR <$ tingkat pengembalian yang diisyaratkan maka investasi tidak layak.

Jika NPV bernilai positif maka IRR akan lebih besar dari tingkat pengembalian yang diisyaratkan.

2.6 Biaya Modal

Biaya modal (*cost of capital*) merupakan biaya yang timbul dari semua sumber modal yang digunakan untuk investasi, meliputi biaya modal pinjaman (*cost of debt*) dan biaya modal sendiri (*cost of equity*). Biaya modal yang mencakup kedua sumber modal tersebut disebut sebagai biaya rata-rata tertimbang atau *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) dengan nilai pembobot adalah persentasi porsi masing-masing sumber dana yang digunakan.

WACC didefinisikan sesuai persamaan berikut:

$$WACC = \left(\frac{E}{D+E} \times R_E \right) + \left(\frac{D}{D+E} \times R_D \times (1 - T_C) \right) \quad (2.5)$$

dengan:

D : Nilai pinjaman yang digunakan (*debt*)

E : Nilai persentase modal sendiri (*equity*)

R_D : Biaya modal pinjaman

R_E : Biaya modal sendiri

T_C : Tarif pajak

Biaya modal merefleksikan hubungan antara keputusan investasi jangka panjang perusahaan dengan tingkat pengembalian minimum yang dikehendaki.

Dalam melakukan analisis investasi menggunakan *capital budgeting*, keseluruhan aliran kas dari suatu investasi didiskontokan pada tingkat biaya modal.

2.6.1 Biaya Modal Pinjaman

Investasi atas sebuah proyek tidak selalu sepenuhnya menggunakan modal sendiri (*equity*). Pada saat perusahaan ingin melakukan *risk sharing* maka perusahaan tersebut bisa menggunakan modal yang berasal dari pinjaman (*debt*).

Besarnya biaya pinjaman (*cost of debt*) adalah senilai bunga atas pinjaman yang bisa berasal dari bank maupun institusi keuangan non-bank.

2.6.2 Biaya Modal Sendiri

Perhitungan tingkat pengembalian atas modal pemegang saham (*cost of equity*) dilakukan dengan menggunakan *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*.

CAPM adalah teori mengenai *risk and return* yang didasari dengan pemahaman bahwa pendapatan (*return*) yang diperoleh akan bertambah secara proporsional dengan risiko (*risk*) yang ditanggung. Semakin tinggi risiko yang akan timbul pada suatu investasi maka akan semakin tinggi tingkat bunga yang diterapkan.

Dalam konsep *CAPM*, tingkat pengembalian investasi diformulasikan sebagai berikut:

$$Expected\ Return = Risk\ Free\ Rate + \beta \times Market\ Risk\ Premium \quad (2.6)$$

$$E(R_i) = R_f + \beta \times [E(R_M) - R_f] \quad (2.7)$$

dengan:

$E(R_i)$: Tingkat pengembalian yang diharapkan atas investasi i.

R_f : Tingkat pengembalian investasi bebas risiko.

β_i : Koefisien beta, ukuran risiko investasi i pada portofolio tertentu.

$E(R_M)$: Tingkat pengembalian pasar yang merupakan tingkat pengembalian investasi portofolio saham-saham yang diperdagangkan di bursa saham.

Risiko dalam konteks CAPM didefinisikan sebagai koefisien beta (β).

Sebuah perusahaan dengan tingkat ketidakpastian arus kas yang tinggi akan memiliki nilai beta yang cenderung besar. Beta merupakan koefisien regresi antara selisih tingkat keuntungan (*excess return*) suatu saham dengan *excess return* portofolio pasar, yang dinyatakan dalam formula:

$$\beta = \frac{E(R_M) - R_f}{E(R_i) - R_f} \quad (2.8)$$

dengan:

$E(R_i) - R_f$ = tingkat keuntungan saham

$E(R_M) - R_f$ = tingkat keuntungan portofolio pasar

Perhitungan koefisien beta sangat dipengaruhi oleh data-data historis nilai saham dan portofolio pasar. Oleh karena itu perhitungan biaya modal menggunakan CAPM juga sangat tergantung pada data-data historis tersebut untuk merefleksikan tingkat pengembalian yang dikehendaki. Data tersebut mudah diperoleh apabila perusahaan sudah terdaftar di bursa saham atau sebagai perusahaan terbuka. Pada penelitian ini Perseroan bukan perusahaan terbuka, sehingga perhitungan biaya modal dilakukan dengan mempertimbangkan faktor-faktor berikut:

- Tingkat pengembalian dari investasi bebas risiko

Pada penelitian ini digunakan *yield* SUN berjangka 20 tahun sesuai umur investasi.

- Ukuran risiko investasi

Pada penelitian ini digunakan nilai koefisien beta untuk industri dengan portofolio *power* di negara berkembang.

- Tingkat pengembalian pasar

Pada penelitian ini tingkat pengembalian pasar dihitung berdasarkan data historis Indeks Harga Saham Gabungan (IHSG) Bursa Efek Indonesia dengan menggunakan Metode *Geometric Average*. Formula yang digunakan pada metode tersebut adalah sebagai berikut (Damodaran, 2004b):

$$E(R_{MN}) = \left(\frac{IHSG_N}{IHSG_0} \right)^{1/N} - 1 \quad (2.9)$$

dengan:

$E(R_{MN})$: Tingkat pengembalian pasar pada akhir tahun ke-N.

$IHSG_N$: IHSG pada akhir tahun ke-N.

$IHSG_0$: IHSG pada akhir tahun ke-0.

N : Jumlah periode tahun ke-0 sampai dengan ke-N.

2.7 Terminal Value

Dalam perencanaan arus kas, memperkirakan arus kas secara terus menerus (*perpetual*) di masa mendatang sangat sulit dilakukan. Oleh karena itu dilakukan penutupan penilaian arus kas terdiskonto dengan memperkirakan aliran kas pada suatu waktu di masa mendatang dan kemudian menentukan *terminal value* yang menggambarkan nilai perusahaan atau investasi pada saat itu.

Perhitungan *terminal value* dapat dilakukan dengan menggunakan beberapa metode sebagai berikut:

1. Liquidation Value

Terminal value diasumsikan sama dengan nilai aset perusahaan apabila perusahaan dilikuidasi pada tahun tertentu di masa mendatang.

2. Multiple Approach

Terminal value ditentukan dengan menerapkan perkalian terhadap *earning*, *revenue* dan *book value* perusahaan.

3. *Stable Growth Model*

Terminal value ditentukan dengan mengasumsikan arus kas perusahaan akan tumbuh pada tingkat konstan selamanya (*perpetuity growth*).

Pada penelitian ini kelayakan investasi ditentukan berdasarkan premis *going concern* sehingga perhitungan *terminal value* dilakukan dengan menggunakan *stable growth model* yang diformulasikan sebagai berikut (Damodaran, 2004a):

$$Terminal Value_t = \frac{CF_{t+1}}{r-g} \quad (2.10)$$

dengan:

CF_{t+1} : Arus kas pada tahun ke - t+1.

r : *Discount rate*.

g : Laju pertumbuhan arus kas.

2.8 Tingkat Inflasi

Inflasi adalah kenaikan tingkat harga barang dan jasa dalam skala luas yang diikuti dengan menurunnya daya beli. Adanya inflasi menyebabkan nilai uang menjadi berkurang, sehingga dibutuhkan uang yang lebih banyak untuk mendapatkan barang yang lebih sedikit (Blank & Tarquin, 2002). Hubungan tingkat inflasi dengan nilai uang pada periode tertentu diformulasikan dengan persamaan berikut:

$$Money\ in\ Period\ t_1 = \frac{Money\ in\ Period\ t_1}{Inflation\ Rate\ Between\ t_1\ and\ t_2} \quad (2.11)$$

$$Future\ Value = Today\ Value \times (1 + f)^n \quad (2.12)$$

dengan:

f : Tingkat inflasi per tahun (%)

n : Jumlah periode waktu (tahun)

Dalam perspektif bisnis penyediaan energi, tingkat inflasi merupakan variabel yang dapat memperbesar biaya operasi dan pemeliharaan, baik yang bersifat tetap maupun variabel, selama masa investasi. Risiko yang disebabkan oleh perubahan tingkat inflasi merupakan salah satu risiko finansial pada proyek atau investasi infrastruktur (Platon, Constantinescu, 2014).

BAB 3

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Lokasi Penelitian

Penelitian dilakukan di fasilitas *cogeneration plant* PT. X yang berlokasi di wilayah Bontang, Kalimantan Timur.

3.2 Waktu Penelitian

Penelitian dilakukan pada bulan Desember 2014 sedangkan data operasi dan pemeliharaan *cogeneration plant* yang diambil pada interval bulan Januari–Desember 2014.

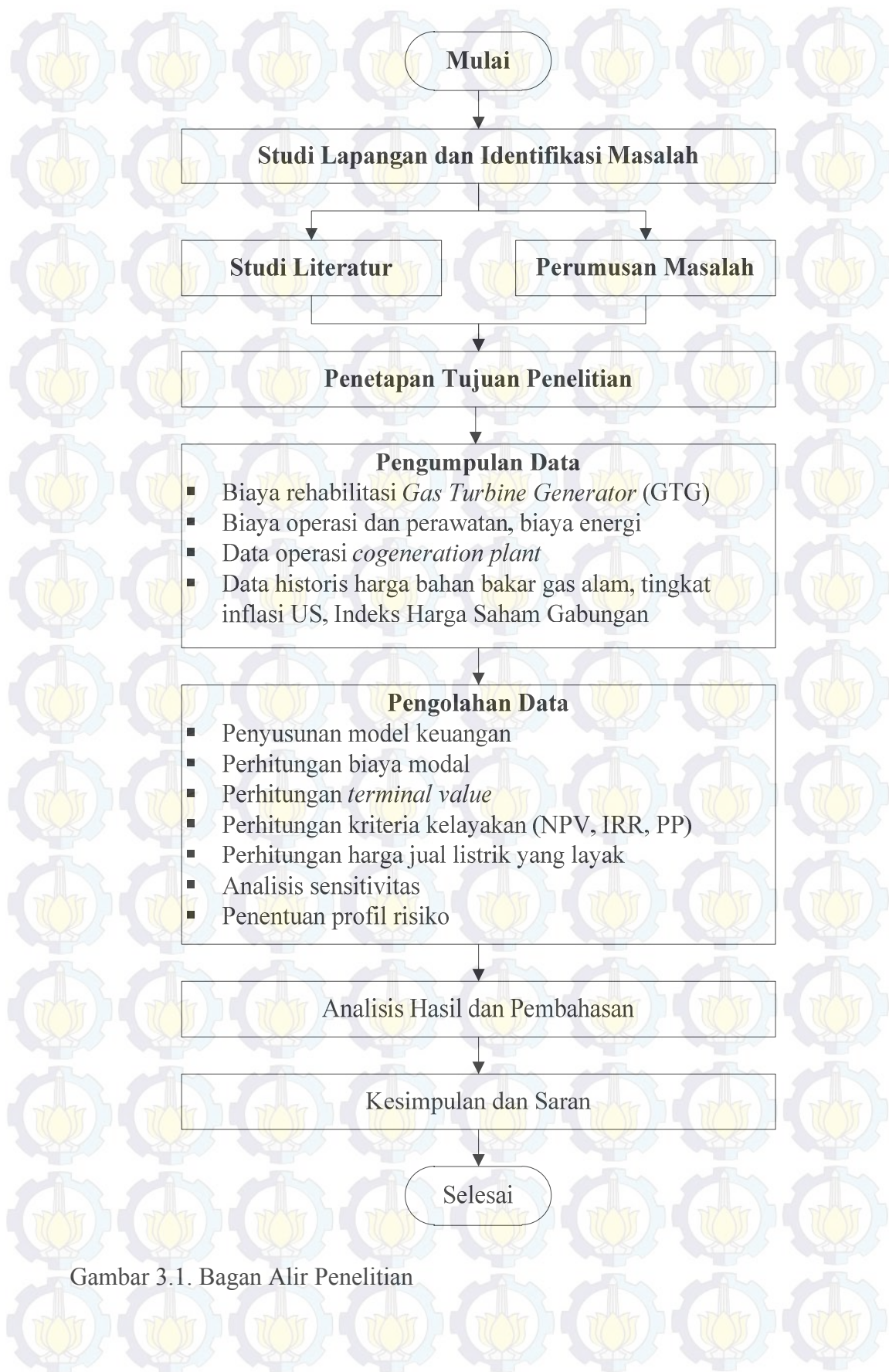
3.3 Tahapan Penelitian

Penelitian dilakukan dengan menggunakan beberapa tahapan sesuai dengan yang tercantum pada bagan alir di halaman berikutnya.

3.4 Identifikasi Masalah

Pada tahap ini dilakukan proses identifikasi permasalahan berdasarkan fakta-fakta yang terjadi di lapangan terkait dengan bisnis penyediaan tenaga listrik. Fakta-fakta tersebut diperoleh dengan melakukan diskusi dengan beberapa perusahaan pelaku bisnis penyediaan tenaga listrik.

Permasalahan yang dihadapi Perseroan adalah bagaimana menentukan harga jual tenaga listrik yang layak untuk menindaklanjuti peluang pasar tenaga listrik yang terbuka di PLN dan menentukan profil risiko atas variabel-variabel kritis terkait biaya pembangkitan tenaga listrik terhadap tingkat pengembalian atas investasi yang dilakukan. Permasalahan tersebut selanjutnya dirumuskan dan dijadikan sebagai tujuan penelitian.



Gambar 3.1. Bagan Alir Penelitian

3.5 Pengumpulan Data

Data yang digunakan dalam penelitian ini meliputi data biaya investasi dan operasional *cogeneration plant* serta data historis beberapa variabel keuangan. Biaya investasi dan *operasional cogeneration plant* dikumpulkan dari beberapa dokumen Perseroan, antara lain:

- Rencana anggaran rehabilitasi GTG.
- *Operating log sheet* yang berisi catatan parameter unjuk kerja peralatan yang ada di *cogeneration plant*.
- Laporan pemeliharaan dan *overhaul cogeneration plant*.
- Rekapitulasi biaya operasional dan biaya pemeliharaan, baik yang bersifat tetap maupun variabel.
- Rekapitulasi biaya pembelian bahan bakar dan pembelian *raw condensate*.

Data historis beberapa variabel keuangan yang digunakan pada penelitian ini antara lain:

- Data harga bahan bakar gas alam.
- Data Indeks Harga Saham Gabungan (IHSG)
- Data tingkat inflasi US.

3.6 Pengolahan Data

Pengolahan data dilakukan dengan terlebih dahulu melakukan pengelompokan biaya-biaya yang relevan dengan arus kas masuk dan arus kas keluar. Perhitungan biaya modal dilakukan sebelum penyusunan model keuangan (*financial model*). Berdasarkan hasil pengelompokan biaya dan perhitungan biaya modal selanjutnya dilakukan penyusunan model keuangan (*financial model*) yang berisi proyeksi rugi laba, neraca, dan perencanaan *discounted cash flow* selama masa investasi. Model keuangan tersebut menjadi dasar perhitungan kisaran harga jual tenaga listrik, dasar analisis sensitivitas, dan kajian risiko.

Penentuan kisaran harga jual tenaga listrik dilakukan dengan mempertimbangkan tingkat pengembalian yang diperoleh. Penentuan kisaran tersebut diawali dengan perhitungan harga jual tenaga listrik minimal yang mempertimbangkan besar biaya modal Perseroan.

Analisis sensitivitas digunakan untuk mengetahui kepekaan pergeseran tingkat pengembalian atas investasi rehabilitasi GTG terhadap perubahan variabel-variabel yang mempengaruhinya. Beberapa variabel yang dianalisis sensitivitasnya ini tercantum pada Tabel 3.1.

Tabel 3.1 Variabel Berpengaruh Terhadap Tingkat Pengembalian

Kategori	Variabel
Biaya Investasi	▪ Biaya investasi rehabilitasi GTG
Biaya Operasi dan Pemeliharaan	▪ Biaya operasi dan pemeliharaan tetap ▪ Biaya operasi dan pemeliharaan variabel ▪ Tingkat inflasi
Biaya Energi	▪ Harga bahan bakar
Kehandalan Peralatan	▪ Jam operasi
Pendapatan	▪ Harga jual tenaga listrik

Penentuan profil risiko dilakukan dengan menggunakan model simulasi Monte Carlo yang merupakan kombinasi sensitivitas dan kemungkinan variabel *input*. Pada penelitian ini simulasi Monte Carlo dilakukan dengan menggunakan Program Crystal Ball. Tahapan penentuan risiko pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Membuat model keuangan.
2. Menentukan parameter *output* (*certain parameter*), yakni IRR (tingkat pengembalian), dan variabel *input* (*uncertain variable*) yakni harga bahan bakar gas alam dan tingkat inflasi US.
3. Mengumpulkan data historis variabel input.
4. Melakukan uji distribusi terhadap data historis.
5. Melakukan simulasi Monte Carlo dengan menggunakan Program Crystal Ball.
6. Menganalisis hasil simulasi.

3.7 Analisis Hasil dan Pembahasan

Pada tahap ini hasil pengolahan data dianalisis untuk memperoleh kisaran harga jual tenaga listrik yang layak dan variabel-variabel apa saja yang mempengaruhi penentuan harga jual tersebut. Analisis juga dilakukan untuk mengetahui profil risiko atas variabel-variabel kritis terhadap tingkat pengembalian investasi yang dilakukan.

3.8 Kesimpulan dan Saran

Pada tahap ini diuraikan kesimpulan yang diperoleh dari analisis pada bab-bab sebelumnya. Kesimpulan ini diharapkan dapat digunakan oleh Perseroan untuk mengembangkan strategi operasional dan strategi bisnis di bidang penyediaan tenaga listrik. Selain itu juga diuraikan saran sebagai pertimbangan untuk penelitian selanjutnya.

BAB 4

PENGOLAHAN DATA DAN PEMBAHASAN

4.1 Data dan Asumsi

4.1.1 Data Biaya Investasi dan Operasional

Data penelitian yang berupa biaya investasi, biaya operasi dan pemeliharaan, biaya energi diperoleh dari bagian Perseroan yang berhubungan langsung dengan operasional *cogeneration plant*, yaitu bagian Keuangan dan Produksi. Adapun data biaya-biaya tersebut adalah sebagai berikut:

1. Biaya Investasi

Keseluruhan modal investasi untuk pelaksanaan rehabilitasi GTG terpasang merupakan *equity* Perseroan tanpa menggunakan modal pinjaman. Pinjaman untuk investasi awal pembangunan GTG sudah lunas sehingga depresiasi dan pengembalian pinjaman investasi awal tidak diperhitungkan lagi. Rincian biaya untuk merehabilitasi GTG terpasang menggunakan mata uang dolar Amerika Serikat (USD) diperoleh dari bagian Keuangan Perseroan seperti pada Tabel 4.1.

Tabel 4.1 Biaya Investasi Rehabilitasi GTG

Lingkup Pekerjaan	Biaya
<i>Major inspection, overhaul Gas Turbine</i>	USD 2,650,000.00
<i>Major inspection, overhaul Generator</i>	USD 1,150,000.00
<i>Electrical works</i>	USD 225,000.00
<i>Upgrading control systems</i>	USD 725,000.00
<i>Commissioning, start-up</i>	USD 100,000.00
Total Biaya Investasi	USD 4,850,000.00

2. Biaya Operasi dan Pemeliharaan

Meliputi biaya operasi dan pemeliharaan tetap, biaya operasi dan pemeliharaan variabel, biaya *raw condensate*. Biaya tersebut diperoleh dari bagian Keuangan Perseroan seperti pada Tabel 4.2. Biaya operasi dan

pemeliharaan yang tercantum di tabel tersebut adalah biaya pada awal masa investasi yang diasumsikan belum dipengaruhi perubahan tingkat inflasi.

Biaya operasi dan pemeliharaan tetap meliputi biaya personil, biaya pemeliharaan, biaya *overhaul* peralatan dan biaya umum. Biaya tetap besarnya tidak berubah meskipun *cogeneration plant* beroperasi dengan beban yang berubah.

Sedangkan biaya operasi dan pemeliharaan variabel meliputi biaya bahan kimia, biaya pelumas, biaya bahan bakar untuk *start-up*, serta biaya bahan habis pakai. Biaya variabel besarnya mengikuti beban operasi *cogeneration plant*. Semakin tinggi beban *cogeneration plant* maka jumlah tenaga listrik dan *steam* yang diproduksi akan semakin besar dan biaya variabel yang dibutuhkan akan bertambah besar pula.

3. Biaya Energi

Biaya energi atau biaya bahan bakar, merupakan biaya yang digunakan untuk membeli bahan bakar gas alam untuk GTG dan HRSG. Biaya energi GTG merupakan hasil perkalian antara tiga variabel yaitu *heat rate* GTG (Btu/kWh), jumlah tenaga listrik yang dikonsumsi (kWh) dan harga bahan bakar gas alam (USD/MMBtu). Biaya energi HRSG merupakan hasil perkalian antara tiga variabel yaitu konsumsi energi spesifik HRSG (MMBtu/hr), jam operasi HRSG (jam) dan harga bahan bakar gas alam (USD/MMBtu).

Berkaitan dengan biaya energi, data yang diperoleh dari bagian Produksi berupa data konsumsi energi peralatan seperti pada Tabel 4.3. Harga bahan bakar gas alam tahun ke-1 masa investasi adalah 6.0 USD/MMBtu sesuai dengan asumsi yang digunakan pada ESDM No. 3 Tahun 2015.

Tabel 4.2 Biaya Operasi dan Pemeliharaan *Cogeneration Plant*

Komponen Biaya	Biaya
Biaya Operasi dan Pemeliharaan Tetap	3,693,613 USD/tahun
Biaya Operasi dan Pemeliharaan Variabel	0.0225 USD/kWh
Biaya <i>raw condensate</i>	20 USD/Ton

Tabel 4.3 Konsumsi Energi *Cogeneration Plant*

Peralatan <i>Cogeneration Plant</i>	Konsumsi Energi
Sebelum Rehabilitasi GTG <ul style="list-style-type: none"> GTG (50% load) HRSG 	14,404 Btu/kWh 96.02 MMBtu/hr
Setelah Rehabilitasi GTG <ul style="list-style-type: none"> GTG (75% load) HRSG 	13,609 Btu/kWh 71.14 MMBtu/hr

4.1.2 Data Historis Harga Bahan Bakar Gas Alam

Data historis harga bahan bakar gas alam diperoleh dari bagian Keuangan yang terlibat dalam semua transaksi pembelian dengan perusahaan penyedia gas alam. Data tersebut meliputi harga gas alam dalam lima tahun terakhir seperti pada Tabel 4.4.

Tabel 4.4 Harga Historis Bahan Bakar Gas Alam

	Harga Bahan Bakar Gas Alam (USD/MMBtu)					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Januari	4.87	6.13	7.06	7.18	5.72	5.50
Februari	4.99	6.18	6.42	7.20	6.02	5.39
Maret	5.08	6.31	6.19	7.15	6.08	5.29
April	5.17	6.08	6.41	6.89	5.77	5.06
Mei	5.02	5.93	7.30	6.59	5.55	-
Juni	4.73	6.49	7.87	6.21	5.40	-
Juli	4.47	7.46	7.30	5.82	5.33	-
Agustus	4.55	7.57	7.01	5.67	5.43	-
September	4.70	7.64	7.15	5.46	5.68	-
Oktober	5.05	7.94	7.18	5.23	5.86	-
Nopember	5.50	7.88	7.26	5.28	5.80	-
Desember	5.92	7.87	7.05	5.58	5.74	-

4.1.3 Data Historis Tingkat Inflasi

Pada penelitian ini digunakan tingkat inflasi di Amerika Serikat (US) karena semua biaya investasi, biaya operasi dan harga jual tenaga listrik dalam mata uang dolar Amerika (USD). Data historis tingkat inflasi US rata-rata dalam tiga puluh dua tahun terakhir seperti pada Tabel 4.5.

Tabel 4.5 Data Historis Tingkat Inflasi US

Tahun	Inflasi (%)	Tahun	Inflasi (%)	Tahun	Inflasi (%)
1983	3.2	1995	2.8	2007	2.8
1984	4.3	1996	3.0	2008	3.8
1985	3.6	1997	2.3	2009	-0.4
1986	1.9	1998	1.6	2010	1.6
1987	3.6	1999	2.2	2011	3.2
1988	4.1	2000	3.4	2012	2.1
1989	4.8	2001	2.8	2013	1.5
1990	5.4	2002	1.6	2014	1.6
1991	4.2	2003	2.3		
1992	3.0	2004	2.7		
1993	3.0	2005	3.4		
1994	2.6	2006	3.2		

Sumber: <http://www.inflation.eu/inflation-rates/united-states/historic-inflation/>

4.1.4 Data Historis Indeks Harga Saham Gabungan

Pada penelitian ini digunakan data Indeks Harga Saham Gabungan (IHSG) *year on year* untuk menghitung *market return* [$E(R_M)$] pada perhitungan biaya modal. Data historis IHSG dalam 17 tahun terakhir seperti pada Tabel 4.6.

Tabel 4.6 Data Historis IHSG di Bursa Efek Indonesia (*year on year*)

Tanggal	IHSG	Tanggal	IHSG
1997-12-01	402	2007-12-03	2746
1998-12-01	398	2008-12-01	1355
1999-12-01	677	2009-12-01	2534
2000-12-01	416	2010-12-01	3704
2001-12-03	392	2011-12-01	3822
2002-12-02	425	2012-12-03	4217
2003-12-01	692	2013-12-02	4274
2004-12-01	1000	2014-12-01	5227
2005-12-01	1163		
2006-12-01	1806		

Sumber: Diolah dari <http://finance.yahoo.com/>

4.1.5 Masa Investasi

Masa investasi untuk rehabilitasi GTG direncanakan selama 20 tahun sesuai dengan ketentuan masa kontrak jual beli kelebihan tenaga listrik yang tercantum di PERMEN ESDM No. 3 Tahun 2015.

4.1.6 Asumsi Model Keuangan

Beberapa asumsi yang digunakan pada penyusunan model keuangan adalah sebagai berikut:

1. Pelaksanaan pekerjaan rehabilitasi GTG berlangsung selama sebulan di awal tahun pertama investasi, sedangkan pengadaan material dan suku cadang dilakukan di tahun sebelumnya.
2. Pembayaran biaya pengadaan material dan biaya jasa pekerjaan rehabilitasi seluruhnya dilakukan setelah proyek rehabilitasi GTG selesai.
3. Mulai bulan ke-2 di tahun pertama investasi, *cogeneration plant* sudah beroperasi pada beban penuh dan menghasilkan pendapatan.
4. Jam operasi *cogeneration plant* adalah sebagai berikut:
 - Dalam setahun beroperasi selama 365 hari kalender.
 - Dalam sehari beroperasi selama 24 jam.
 - *Availability factor* dalam setahun sebesar 85%.
5. Perhitungan harga jual tenaga listrik minimal yang layak dilakukan pada tahun pertama investasi sehingga belum dipengaruhi perubahan variabel harga bahan bakar gas alam dan tingkat inflasi.

4.2 Pengolahan Data

4.2.1 Penyusunan Model Keuangan

Dengan menggunakan data-data biaya pada paragraf sebelumnya, dilakukan penyusunan model keuangan (*finance model*) untuk mendapatkan gambaran kondisi investasi selama masa investasi dalam bahasa akuntansi. Model keuangan tersebut terdiri dari beberapa bagian yakni proyeksi arus kas, proyeksi rugi laba, neraca, dan valuasi.

Selain data-data biaya di atas, model keuangan membutuhkan perhitungan biaya modal dan perhitungan *terminal value*. Pada penelitian ini, koefisien β pada perhitungan biaya modal ditentukan dengan mengacu hasil penelitian, sedangkan

tingkat pengembalian pasar ($E(R_{MN})$) dihitung dengan metode *average geometric* yang juga merupakan hasil penelitian. Hal tersebut yang membedakan model keuangan pada penelitian ini dengan model keuangan pada aplikasi praktis yang biaya modalnya ditentukan dengan mengacu bunga kredit bank tertentu.

Terdapat dua model keuangan yang disusun yakni model keuangan sebelum pelaksanaan investasi atau model kondisi saat ini, selanjutnya disebut sebagai Model Skenario 1, dan model keuangan setelah pelaksanaan investasi rehabilitasi GTG, selanjutnya disebut sebagai Model Skenario 2. Detail model keuangan kedua skenario seperti pada Lampiran A (Model Skenario 1) dan pada Lampiran B (Model Skenario 2).

Perubahan biaya yang timbul pada Skenario 2 dibandingkan Skenario 1 adalah sebagai berikut:

- Pengeluaran biaya investasi untuk pelaksanaan rehabilitasi GTG.
- Pertambahan biaya bahan bakar GTG.
- Pengurangan biaya bahan bakar gas alam untuk *supplementary firing* HRSG.
- Pertambahan biaya operasi dan pemeliharaan variabel.
- Pertambahan pendapatan dari penjualan tenaga listrik ke PLN.

Tabel 4.7 Perubahan Biaya Sebelum dan Setelah Rehabilitasi GTG

	Skenario 1	Skenario 2	Perubahan Biaya
Biaya Investasi	0	4.85 MUSD	4.85 MUSD (-)
Biaya Bahan Bakar (<i>Annual</i>)			
▪ GTG	12.6 MUSD	15.5 MUSD	2.95 MUSD (-)
▪ HRSG	4.29 MUSD	3.18 MUSD	1.11 MUSD (+)
Biaya Operasi dan Pemeliharaan (<i>Annual</i>)			
▪ Tetap	2.99 MUSD	2.99 MUSD	0
▪ Variabel	3.27 MUSD	4.28 MUSD	1.01 MUSD (-)
Produksi (<i>Nett</i>)			
▪ Listrik	18 MW	24 MW	6 MW
▪ Uap	80 Ton/jam	80 Ton/jam	0
Pendapatan dari Penjualan (<i>Annual</i>)			
▪ Listrik (Pelanggan Lama)	19.1 MUSD	19.1 MUSD	0
▪ Listrik (PLN)	0	3.45 MUSD	3.45 MUSD (+)
▪ Penjualan Steam	10.9 MUSD	10.9 MUSD	0

Sumber : Hasil pengolahan data

Dengan menggunakan model keuangan, *free cash flow* setiap skenario dapat dihitung. *Free cash flow* merupakan hasil penjumlahan jumlah *net profit* dan *terminal value* dikurangi dengan biaya investasi awal. Investasi yang dilakukan untuk merehabilitasi GTG dikategorikan sebagai proyek ekspansi (*expansion project*). Pada proyek ekspansi, *free cash flow* atas investasi adalah proyeksi kenaikan (*incremental*) *free cash flow* yang terjadi setelah pelaksanaan proyek (Gallagher & Andrew, 1997). Dengan demikian *free cash flow* atas investasi rehabilitasi GTG adalah *free cash flow* yang terjadi setelah rehabilitasi (Skenario 2) dikurangi dengan *free cash flow* sebelum rehabilitasi (Skenario 1).

4.2.2 Perhitungan Biaya Modal

Biaya modal merepresentasikan tingkat pengembalian minimal yang layak atas sebuah investasi. Pada penelitian ini keseluruhan modal investasi menggunakan *equity* perusahaan tanpa menggunakan dana pinjaman. Sehingga komponen biaya modal yang digunakan hanya *cost of equity*, tanpa komponen biaya pinjaman (*cost of debt*). Dalam konteks WACC, nilai persentase pinjaman yang digunakan pada investasi ini adalah 0%. Mengacu ke formula 2.5, apabila nilai persentase nilai pinjaman (D) sama dengan 0%, maka biaya modal = WACC = R_E . Perhitungan biaya modal perusahaan yang hanya melibatkan *cost of equity*, dilakukan dengan menggunakan metode CAPM (Bab II, formula 2.7).

Tingkat pengembalian dari investasi bebas risiko diperoleh dari nilai *yield* Surat Utang Negara (SUN) berjangka 20 tahun per tanggal 11 Mei 2015 yaitu sebesar 8.47925%. Nilai koefisien beta yang digunakan adalah 0.85 yang merupakan ukuran risiko portofolio bisnis *power* di negara berkembang (Damodaran, 2015). Tingkat pengembalian pasar dihitung berdasarkan data historis IHSG Bursa Efek Indonesia selama 17 tahun terakhir dengan menggunakan Metode *Geometric Average* (Bab II, formula 2.9). Variabel-variabel yang termasuk dalam perhitungan biaya modal seperti pada Tabel 4.8.

Tabel 4.8 Variabel Perhitungan Biaya Modal

Tingkat Pengembalian atas Investasi Bebas Risiko	R_f	8.47925%
Koefisien Beta	β	0.85
IHSG akhir tahun 2014	$IHSG_N$	5227
IHSG akhir tahun 1997	$IHSG_0$	402
Jumlah periode tahun	N	17
Tingkat Pengembalian Pasar	$E(R_M)$	16.29%

Sumber : Hasil pengolahan data

Perhitungan biaya modal adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 \text{Biaya modal} &= E(R_i) = R_f + \beta_i \times [E(R_M) - R_f] \\
 &= 8.47925\% + 0.85 \times (16.29\% - 8.47925\%) \\
 &= 15.12\%
 \end{aligned}$$

Perhitungan tingkat pengembalian pasar adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 E(R_{MN}) &= \left(\frac{IHSG_N}{IHSG_0} \right)^{1/N} - 1 \\
 &= \left(\frac{5227}{402} \right)^{1/17} - 1 \\
 &= 16.29\%
 \end{aligned}$$

4.2.3 Perhitungan *Terminal Value*

Perhitungan *terminal value* dilakukan dengan menggunakan *stable growth model* (Bab II, formula 2.11). Dengan menggunakan variabel-variabel pada Tabel 4.9, perhitungan *terminal value* adalah sebagai berikut:

$$\begin{aligned}
 \text{Terminal Value}_t &= \frac{CF_{t+1}}{r-g} \\
 &= \frac{USD 3,968,691}{15.12\% - (-0.251)} \\
 &= USD 22,513,183
 \end{aligned}$$

Tabel 4.9 Variabel Perhitungan *Terminal Value*

<i>Cash Flow_{t+1}</i>	USD 3,968,691.00
<i>Cost of Capital</i>	15.12%
<i>Cash Flow_t</i>	USD 4,030,468.00
<i>Cash Flow_{t-1}</i>	USD 4,092,245.00
<i>Cash Flow_{t-2}</i>	USD 4,154,023.00
<i>Cash Flow_{t-3}</i>	USD 4,277,577.00
<i>Cash Flow_{t-4}</i>	USD 4,339,354.00
<i>Average Growth Rate</i>	-2.5%

Sumber : Hasil pengolahan data

4.2.4 Uji Distribusi Data Historis

Penggunaan program Crystal Ball didahului dengan uji distribusi data historis harga bahan bakar gas alam seperti pada tabel 4.4 dan data historis tingkat inflasi US seperti pada Tabel 4.5. Hasil uji distribusi kedua data historis dengan menggunakan program Minitab seperti Tabel 4.10.

Hasil uji distribusi kedua variabel selanjutnya digunakan sebagai inputan Program Crystal Ball. Program Crystall Ball akan memilih secara acak nilai variabel harga bahan bakar gas alam dan tingkat inflasi US, dilanjutkan dengan menghitung kemungkinan tingkat pengembalian yang diperoleh akibat fluktuasi kedua variabel tersebut.

Tabel 4.10 Hasil Uji Distribusi Data Historis

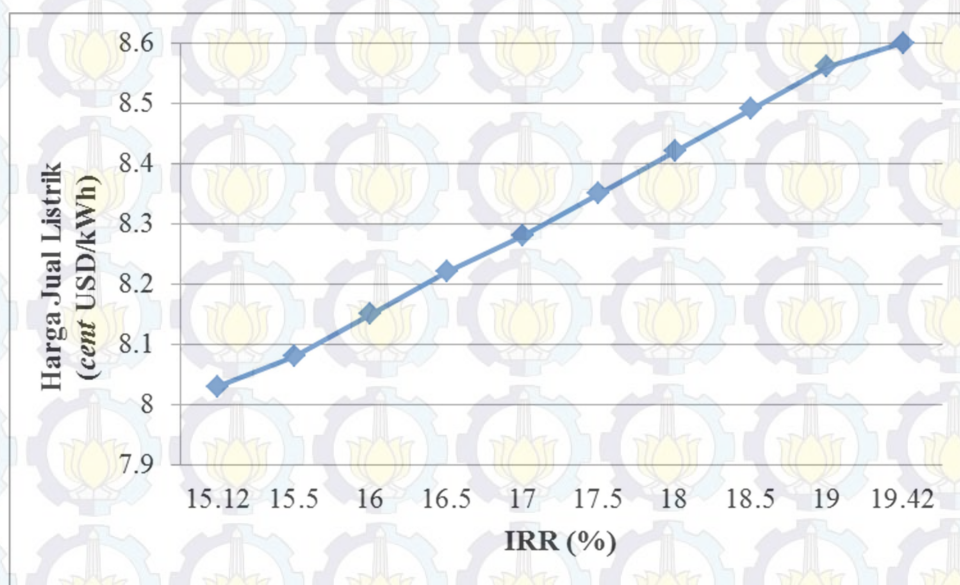
	Data Harga Bahan Bakar Gas Alam	Data Tingkat Inflasi US
<i>Descriptive Statistics</i>		
▪ N	64	32
▪ Mean	6.119	2.85
▪ Standard Deviation	0.95	1.137
▪ Minimum	4.47	-0.4
▪ Maximum	7.94	5.4
<i>Goodness of Fit Test</i>		
▪ Distribution	Lognormal	Normal
▪ AD	0.703	0.291
▪ P	0.063	0.587

Sumber : Hasil perhitungan Program Minitab

4.2.5 Perhitungan Harga Jual Tenaga Listrik Minimal

Harga jual tenaga listrik minimal yang layak adalah harga yang sedemikian rupa menghasilkan tingkat pengembalian investasi yang sama dengan biaya modal, yakni sebesar 15.12%. Dengan menggunakan model keuangan yang sudah disusun, harga jual tenaga listrik minimal dihitung dengan melakukan iterasi sampai diperoleh nilai IRR yang sama dengan biaya modal. Dari iterasi tersebut diperoleh harga jual tenaga listrik minimal yang layak bagi Perseroan adalah 8.03 *cent* USD/kWh.

Dengan cara yang sama dapat dihitung tingkat pengembalian atas investasi rehabilitasi GTG untuk beberapa variasi harga jual tenaga listrik. Gambar 4.1 menunjukkan tingkat pengembalian yang diperoleh investasi rehabilitasi GTG pada beberapa variasi harga jual tenaga listrik.



Gambar 4.1 Grafik Pengaruh Harga Jual Tenaga Listrik Terhadap IRR (Hasil pengolahan data)

Parameter kelayakan investasi, yakni NPV, tingkat pengembalian (IRR), dan *Payback Period* dihitung berdasarkan kenaikan *free cash flow* yang timbul setelah pelaksanaan rehabilitasi GTG. Berdasarkan hasil perhitungan *free cash flow* menggunakan model keuangan masing-masing skenario, diperoleh parameter kelayakan investasi untuk harga jual tenaga listrik minimal dan maksimal seperti pada Tabel 4.11.

Tabel 4.11 Parameter Kelayakan Investasi

Harga Jual Tenaga Listrik	8.03 <i>cent</i> USD/kWh	8.60 <i>cent</i> USD/kWh
NPV	USD 5,193.00	USD 1,517,184.00
IRR	15.12%	19.42%
<i>Payback Period</i>	9.08 tahun	6.64 tahun

Sumber: Hasil pengolahan data

Tabel di atas menunjukkan bahwa investasi rehabilitasi GTG memenuhi kriteria layak baik pada harga jual minimal maupun maksimal. Parameter kelayakan di atas merupakan *baseline* kelayakan investasi rehabilitasi GTG yang dihitung menggunakan asumsi-asumsi sebagaimana tercantum di PERMEN ESDM No. 03 Tahun 2015, yakni:

- *Availability factor* sebesar 85%.
- Masa kontrak jual beli atau masa investasi selama 20 tahun.
- Harga bahan bakar gas alam sebesar 6 USD/MMBtu.

Perhitungan *baseline* kelayakan tersebut belum mempertimbangkan fluktuasi harga bahan bakar gas alam dan fluktuasi tingkat inflasi US.

4.2.6 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan untuk mengetahui seberapa besar pengaruh perubahan variabel-variabel yang terkait dengan penentuan harga jual listrik, biaya pembangkitan (biaya produksi), dan pendapatan di bisnis penyediaan tenaga listrik terhadap kelayakan investasi khususnya IRR. Menurut Radulovic et al (2012), variabel-variabel yang perlu dianalisis sensitivitasnya pada investasi sebuah *cogeneration plant* adalah sebagai berikut:

- Jumlah jam operasi
- Kebutuhan tenaga listrik dan uap
- Harga bahan bakar
- Harga jual tenaga listrik dan uap
- Biaya investasi
- Biaya operasi dan pemeliharaan

Di antara variabel-variabel di atas, beberapa variabel yang perlu dianalisa sensitivitasnya pada penelitian ini adalah variabel jam operasi, harga bahan bakar, kebutuhan tenaga listrik, harga jual tenaga listrik, serta biaya operasi dan pemeliharaan. Sedangkan variabel-variabel kebutuhan tenaga listrik, kebutuhan uap dan harga uap tidak perlu dianalisis sensitivitasnya karena nilai ketiga variabel tersebut tetap sesuai dengan kesepakatan kontrak jual beli antara Perseroan dengan pelanggan di kawasan industri terdekat dan PLN.

Selain variabel-variabel di atas, variabel lain yang penting untuk dianalisa sensitivitasnya adalah tingkat inflasi US. Analisis tersebut penting karena fluktuasi tingkat inflasi US mempengaruhi eskalasi biaya operasional dan biaya pemeliharaan selama masa investasi yang pada akhirnya mempengaruhi tingkat pengembalian investasi. Penggunaan tingkat inflasi US tersebut dengan pertimbangan sebagai berikut:

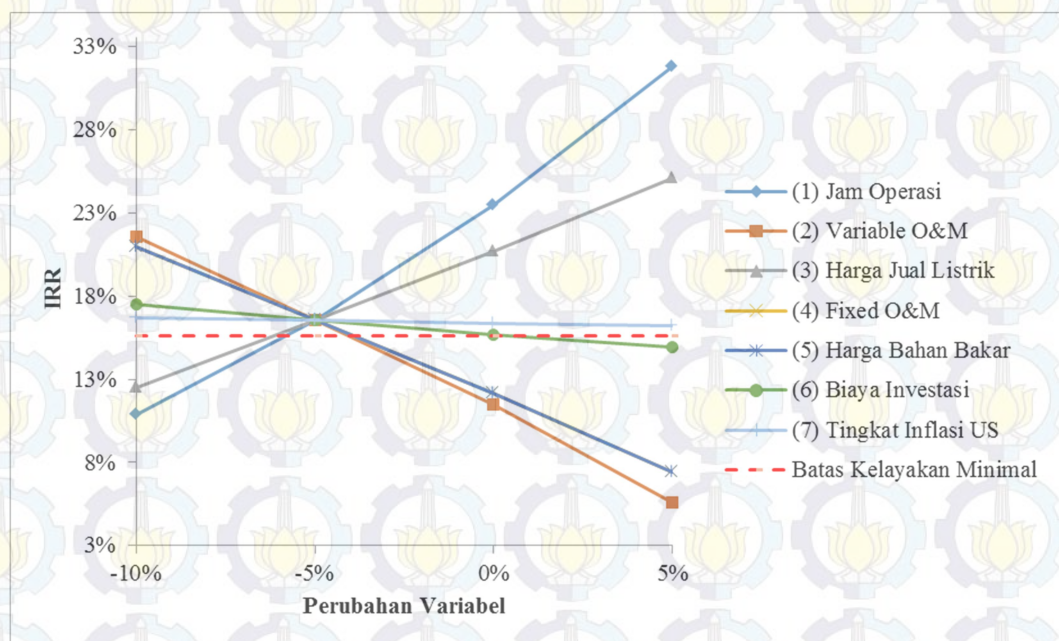
1. Transaksi pembelian bahan bakar gas alam yang merupakan komponen dominan dalam Biaya Pokok Penyediaan (BPP) tenaga listrik menggunakan mata uang USD. Hasil penelitian LKFT UGM (2010) menunjukkan bahwa kontribusi biaya bahan bakar dalam BPP berkisar 50%-60%. Perubahan nilai mata uang USD akibat fluktuasi inflasi US akan mempengaruhi jumlah gas alam yang dapat dibeli dengan jumlah USD yang sama.
2. Pengadaan komponen utama dan suku cadang GTG yang mencapai sekitar 70% dari biaya investasi, dilakukan dengan menggunakan mata uang USD karena semua komponen diimpor dari pabrik GTG dari Amerika Serikat. Perubahan nilai mata uang USD akibat fluktuasi inflasi US akan mempengaruhi harga komponen dan suku cadang tersebut.
3. Kontribusi biaya yang menggunakan mata uang rupiah terhadap BPP tidak dominan, hanya berkisar 15%-20%. Biaya-biaya tersebut meliputi biaya administrasi umum, biaya kepegawaian, dan biaya pemeliharaan di luar pengadaan suku cadang.

Dengan demikian variabel-variabel terkait penentuan harga jual tenaga listrik yang dianalisis sensitivitasnya pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Jumlah jam operasi
2. Harga bahan bakar

3. Biaya investasi
4. Harga jual tenaga listrik
5. Biaya operasi dan pemeliharaan tetap
6. Biaya operasi dan pemeliharaan variabel
7. Tingkat inflasi US

Hasil analisis sensitivitas ketujuh variabel di atas seperti pada Gambar 4.2. Pada gambar tersebut juga tercantum urutan tingkat pengaruh masing-masing variabel terhadap tingkat pengembalian investasi (IRR).



Gambar 4.2 Sensitivitas IRR Atas Perubahan Variabel Terkait Penentuan Harga Listrik (Hasil pengolahan data)

Melalui strategi operasional perusahaan, Perseroan dapat mengendalikan perubahan nilai variabel-variabel di atas, kecuali variabel harga jual listrik, harga bahan bakar dan tingkat inflasi US. Perseroan juga dapat mengendalikan variabel harga jual tenaga listrik meskipun tidak dapat sepenuhnya, karena ada regulasi Pemerintah yang mengatur harga jual tenaga listrik tersebut.

Khusus untuk variabel harga bahan bakar gas alam dan tingkat inflasi US, keduanya merupakan variabel kritis karena Perseroan tidak dapat mengendalikannya perubahan atau fluktuasi nilai kedua variabel tersebut. Oleh

karena itu diperlukan analisis sensitivitas kombinasi nilai kedua variabel tersebut agar dapat diketahui batas nilai variabel yang menyebabkan tingkat pengembalian investasi menjadi tidak layak. Tabel 4.12 menunjukkan sebagian hasil analisis sensitivitas variabel harga bahan bakar gas alam dan tingkat inflasi US, sedangkan hasil yang lebih detail seperti pada Lampiran C.

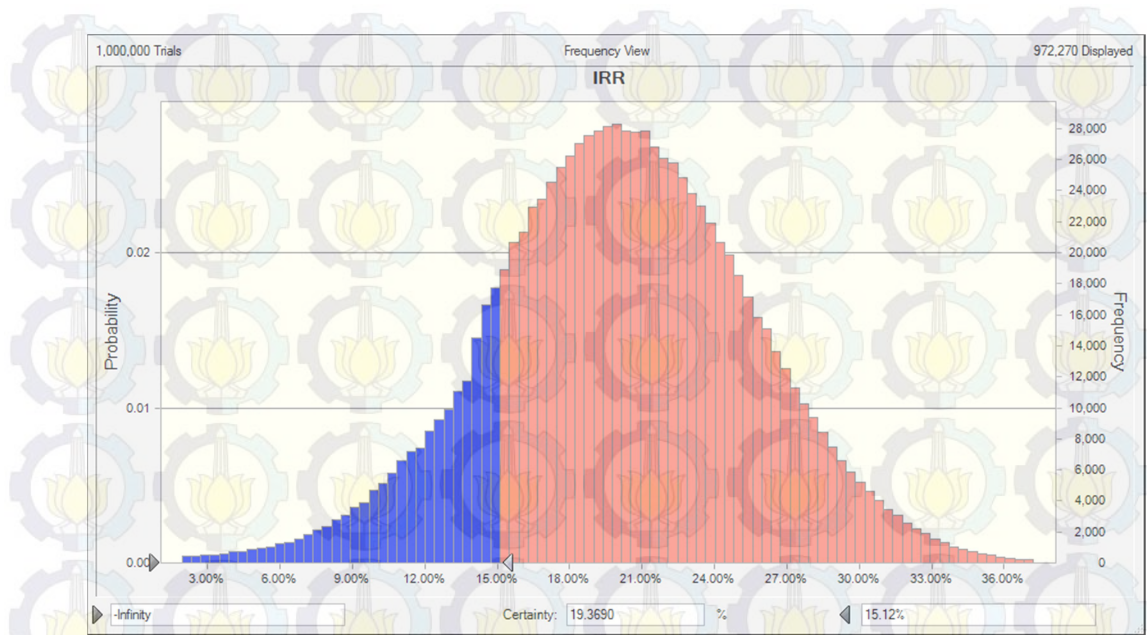
Tabel 4.12 Sensitivitas IRR Atas Harga Bahan Bakar dan Tingkat Inflasi US

		Harga Bahan Bakar Gas Alam (US\$/MMBtu)								
		3	3.5	4.5	5	5.5	6	6.5	6.75	7.5
Tingkat Inflasi US Tahunan (%)	-0.6	41.00%	36.85%	29.40%	26.10%	23.06%	20.25%	17.61%	16.31%	11.21%
	-0.3	40.78%	36.60%	29.11%	25.78%	22.70%	19.86%	17.17%	15.86%	10.67%
	0	40.55%	36.35%	28.80%	25.43%	22.31%	19.42%	16.69%	15.35%	10.07%
	0.2	40.39%	36.18%	28.58%	25.18%	22.03%	19.11%	16.34%	14.98%	9.62%
	0.5	40.14%	35.91%	28.23%	24.79%	21.58%	18.60%	15.76%	14.37%	8.87%
	0.7	39.98%	35.72%	27.99%	24.51%	21.26%	18.22%	15.33%	13.91%	8.30%
	1	39.72%	35.43%	27.60%	24.05%	20.73%	17.60%	14.61%	13.13%	7.30%
	1.3	39.45%	35.12%	27.19%	23.55%	20.13%	16.88%	13.76%	12.21%	6.07%
	1.6	39.17%	34.80%	26.73%	23.00%	19.44%	16.04%	12.73%	11.07%	4.45%
	1.8	38.97%	34.58%	26.40%	22.59%	18.93%	15.38%	11.89%	10.13%	3.01%
	1.9	38.87%	34.46%	26.23%	22.37%	18.64%	15.01%	11.41%	9.58%	2.10%
	2.6	38.14%	33.59%	24.83%	20.47%	15.93%	10.90%	4.20%	0.00%	0.00%
	2.7	38.03%	33.45%	24.56%	20.05%	15.22%	9.37%	0.00%	0.00%	0.00%
	2.8	37.91%	33.30%	24.27%	19.59%	14.35%	6.39%	0.00%	0.00%	0.00%
	3	37.67%	32.99%	23.62%	18.47%	11.42%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	3.3	37.29%	32.49%	22.43%	6.34%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	3.6	36.89%	31.94%	7.56%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	3.7	36.75%	3.03%	9.52%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	3.8	36.60%	4.28%	11.74%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	3.9	3.41%	5.44%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

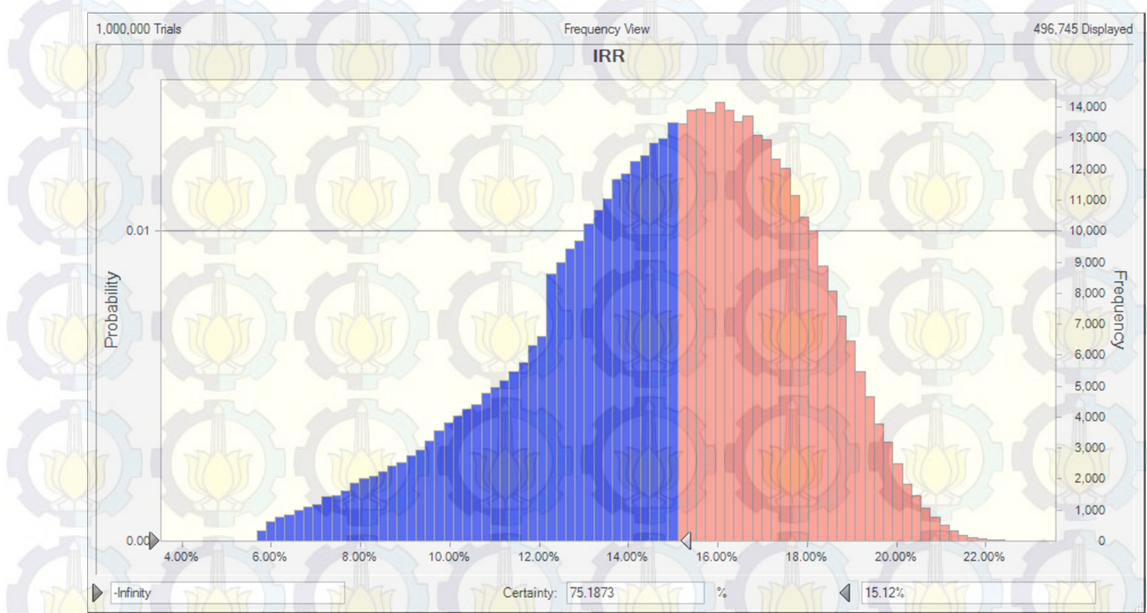
Sumber : Hasil pengolahan data

4.2.7 Penentuan Profil Risiko

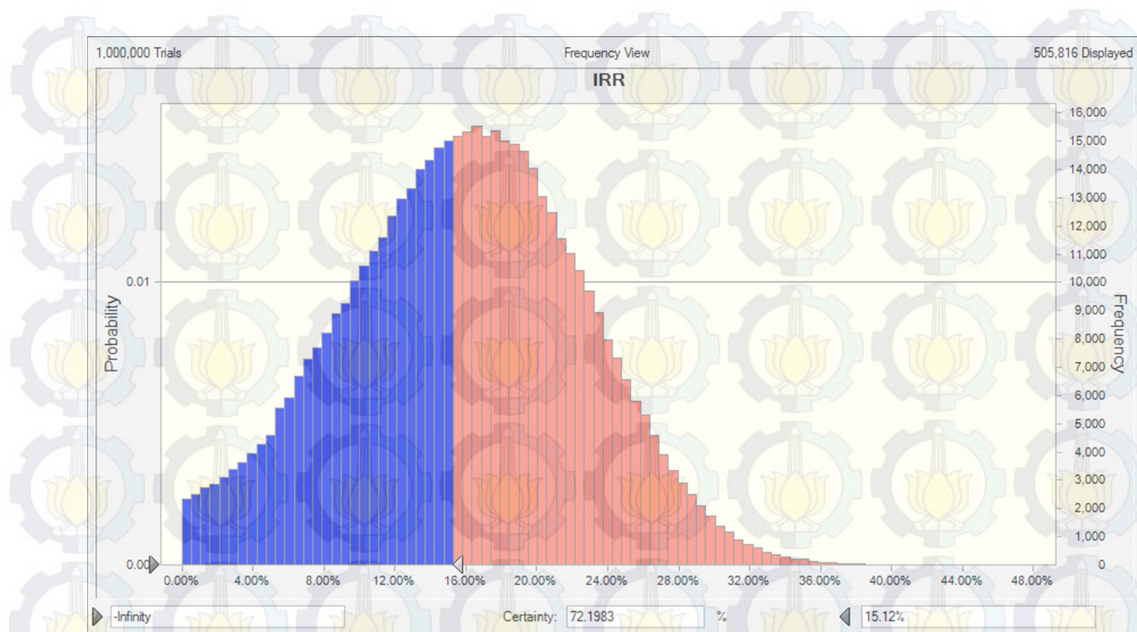
Penentuan profil risiko dilakukan dengan Metode Simulasi Monte Carlo menggunakan Program Crystal Ball. Program Crystal Ball akan menghitung kemungkinan (*probability*) tingkat pengembalian investasi yang diperoleh menggunakan berbagai nilai variabel harga bahan bakar dan tingkat inflasi US yang dipilih secara acak. Dengan menggunakan hasil uji distribusi data historis pada Tabel 4.10 sebagai *input*, Program Crystal Ball menghitung berbagai kemungkinan (*probability*) tingkat pengembalian investasi seperti ditunjukkan pada Gambar 4.3, 4.4, dan 4.5



Gambar 4.3 Grafik Kemungkinan IRR Akibat Fluktuasi Harga Bahan Bakar Gas Alam (Hasil simulasi Program Crystal Ball dengan jumlah *trial* 1×10^6)



Gambar 4.4 Grafik Kemungkinan IRR Akibat Fluktuasi Tingkat Inflasi US (Hasil simulasi Program Crystal Ball dengan jumlah *trial* 1×10^6)



Gambar 4.5 Grafik Kemungkinan IRR Akibat Kombinasi Fluktuasi Harga Bahan Bakar Gas Alam dan Tingkat Inflasi US
(Hasil simulasi Program Crystal Ball dengan jumlah *trial* 1×10^6)

4.3 Pembahasan Hasil Pengolahan Data

4.3.1 Kisaran Harga Jual Tenaga Listrik

Hasil perhitungan harga jual tenaga listrik minimal pada paragraf 4.2.5, yakni sebesar 8.03 *cent* USD/kWh, merupakan batas bawah kisaran harga jual tenaga listrik yang layak. Sedangkan batas atas kisaran harga adalah patokan harga pembelian tertinggi sebagaimana tercantum di PERMEN ESDM No. 3 Tahun 2015, yakni sebesar 8.60 *cent* USD/kWh. Dengan demikian kisaran harga jual yang layak bagi Perseroan dan dapat diterima oleh PLN adalah 8.03-8.60 *cent* USD/kWh.

Kisaran harga jual tersebut menjadi pedoman Perseroan ketika melakukan negosiasi dengan PLN. Dengan pedoman tersebut Perseroan dapat menghindari harga jual yang terlalu rendah sehingga menyebabkan kerugian investasi, maupun harga jual yang terlalu mahal sehingga PLN tidak tertarik untuk membelinya dan tambahan *revenue* yang diharapkan dari bisnis ini tidak akan terjadi.

4.3.2 Pengaruh Variabel Terkait Harga Jual Tenaga Listrik Terhadap IRR

Hasil analisis sensitivitas yang ditunjukkan Gambar 4.2 menunjukkan bahwa untuk persentase kenaikan yang sama, urutan pengaruh setiap variabel terhadap tingkat pengembalian investasi dimulai dari variabel yang paling berpengaruh adalah sebagai berikut:

1. Jam operasi.
2. Biaya operasi dan pemeliharaan variabel.
3. Harga jual satuan tenaga listrik (*cent* USD/kWh).
4. Biaya operasi dan pemeliharaan tetap.
5. Harga satuan bahan bakar gas alam (USD/MMBtu).
6. Biaya investasi awal.
7. Tingkat inflasi US.

Urutan pengaruh variabel-variabel di atas, menjadi acuan Perseroan dalam menentukan strategi operasional perusahaan. Jam operasi *cogeneration plant* adalah variabel yang pengaruhnya paling besar terhadap tingkat pengembalian investasi GTG. Jam operasi merupakan representasi dari kehandalan sebuah *cogeneration plant*. Oleh karena itu, untuk memperoleh tingkat kehandalan *cogeneration plant* yang tinggi dan pengembalian investasi yang lebih cepat, maka Perseroan harus menetapkan program pemeliharaan *cogeneration plant* sebagai prioritas strategi operasional perusahaan. Strategi ini memang menimbulkan konsekuensi peningkatan biaya pemeliharaan. Namun apabila kontrak jual beli tenaga listrik dengan PLN telah terealisasi, maka Perseroan akan mendapatkan kepastian *revenue*, dan kenaikan biaya pemeliharaan tersebut dapat diakomodir.

Biaya operasi dan pemeliharaan merupakan variabel berikutnya yang pengaruhnya paling besar terhadap tingkat pengembalian investasi GTG. Salah satu alternatif untuk menekan biaya ini adalah dengan melakukan *outsourcing*. Strategi *outsourcing* tersebut menimbulkan konsekuensi bagi Perseroan untuk menyiapkan *resources* yang mampu menyeleksi vendor atau patner yang *qualified* di bidang operasi dan pemeliharaan *cogeneration plant*. Hal ini perlu dilakukan karena Perseroan belum memiliki pengalaman melakukan *outsourcing* operasi dan

pemeliharaan sebuah *plant* sehingga potensi timbulnya *dispute* lingkup pekerjaan antara Perseroan dan vendor sangat besar.

Mengacu ke urutan pengaruh variabel di atas, variabel harga jual tenaga listrik dan tingkat inflasi US bukan merupakan variabel yang paling berpengaruh terhadap IRR namun fluktuasinya dapat meningkatkan biaya pokok produksi listrik dan mengurangi tingkat kelayakan investasi. Hasil analisis sensitivitas IRR atas kedua variabel ditunjukkan pada Tabel 4.12. Pada tabel tersebut terdapat tingkat pengembalian sebesar 16.04%, tercantum dengan sel warna hijau, yang digunakan sebagai *baseline* kelayakan investasi. Nilai *baseline* IRR tersebut dihitung menggunakan:

- Harga bahan bakar gas alam sesuai asumsi pada PERMEN ESDM No. 03 Tahun 2015, sebesar 6 USD/MMBtu.
- Tingkat inflasi US yang diasumsikan sama dengan tahun sebelumnya, sebesar 1.6%.

Informasi yang dapat diperoleh dari Tabel 4.12 adalah bahwa pada harga bahan bakar gas alam sebesar 6 USD/MMBtu, investasi masih layak selama kenaikan tingkat inflasi US tidak melebihi 1.8%. Sedangkan pada tingkat inflasi US sebesar 1.6%, investasi masih layak selama harga bahan bakar gas alam tidak melebihi 6.0 USD/MMBtu. Nilai tingkat pengembalian yang tercantum di Tabel 4.12 dengan huruf berwarna merah menunjukkan kombinasi variabel harga bahan bakar gas alam dan tingkat inflasi US yang menyebabkan investasi menjadi tidak layak. Sedangkan nilai tingkat pengembalian huruf berwarna hitam menunjukkan kombinasi variabel harga bahan bakar gas alam dan tingkat inflasi US yang layak bagi investasi.

Batasan nilai variabel harga bahan bakar gas alam dan tingkat inflasi US pada Tabel 4.12 tersebut sebagai acuan Perseroan dalam menyusun klausul penyesuaian harga jual tenaga listrik. Sebagai pembeli tenaga listrik, PLN hanya membuka peluang eskalasi harga apabila terkait dengan perubahan kedua variabel tersebut.

4.3.3 Analisis Profil Risiko

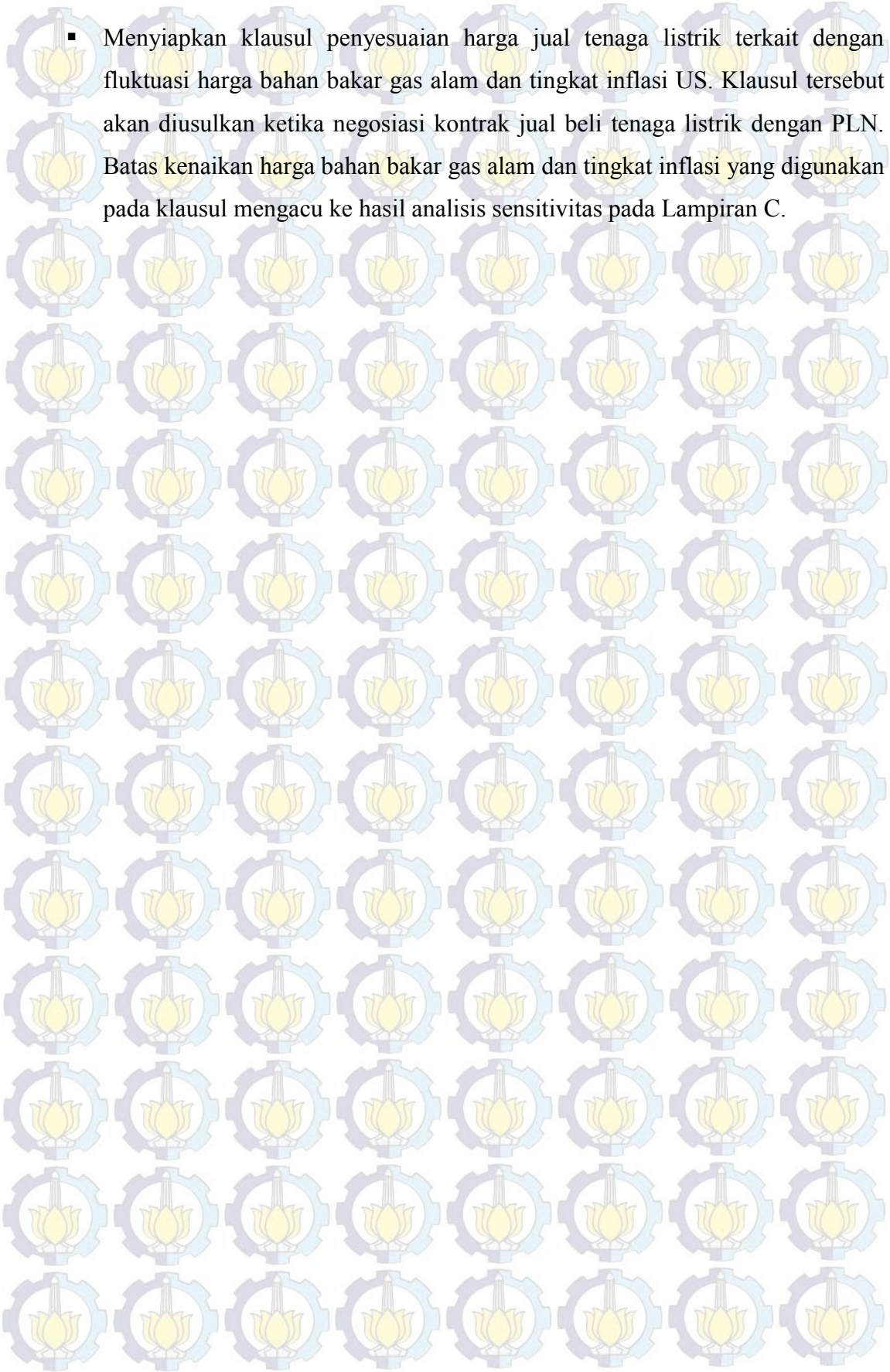
Gambar 4.3 menunjukkan kurva distribusi kemungkinan tingkat pengembalian investasi atas fluktuasi variabel harga bahan bakar gas alam. Berdasarkan kurva tersebut dapat diketahui bahwa kemungkinan investasi menjadi tidak layak (menghasilkan tingkat pengembalian yang lebih rendah dibandingkan biaya modal) adalah sebesar 19.369%.

Sedangkan Gambar 4.4 menunjukkan kurva distribusi kemungkinan tingkat pengembalian investasi atas fluktuasi tingkat inflasi US. Berdasarkan kurva tersebut dapat diketahui bahwa kemungkinan investasi menjadi tidak layak adalah sebesar 75.187%. Perbandingan kedua kurva (Gambar 4.3 dan 4.4) menunjukkan bahwa resiko kegagalan investasi yang disebabkan oleh fluktuasi tingkat inflasi jauh lebih besar dibandingkan resiko kegagalan yang disebabkan oleh fluktuasi harga bahan bakar gas alam.

Namun kondisi di lapangan menunjukkan bahwa kedua variabel tersebut berfluktuasi secara bersamaan sehingga resiko kegagalan investasi harus ditinjau dari kombinasi fluktuasi kedua variabel tersebut. Gambar 4.5 menunjukkan kurva distribusi kemungkinan tingkat pengembalian investasi atas kombinasi fluktuasi variabel harga bahan bakar gas alam dan tingkat inflasi US. Berdasarkan kurva tersebut dapat diketahui bahwa kemungkinan investasi rehabilitasi menjadi tidak layak adalah sebesar 72.198%.

Nilai kemungkinan kegagalan investasi tersebut sangat besar (melebihi 50%), sehingga Perseroan perlu mengkaji beberapa alternatif berikut untuk menekan risiko kegagalan investasi rehabilitasi GTG:

- Mengurangi biaya investasi dengan mengurangi lingkup pekerjaan rehabilitasi yang tidak *major*. Berdasarkan analisis sensitivitas, pengurangan biaya investasi akan memperbesar tingkat pengembalian investasi.
- Mengurangi biaya operasi dan pemeliharaan dengan melakukan *outsourcing* yang berupa *maintenance contract agreement* dengan *service company* tertentu. Berdasarkan analisis sensitivitas, pengurangan biaya operasi dan pemeliharaan, baik yang bersifat tetap maupun variabel, akan memperbesar tingkat pengembalian investasi.

- 
- Menyiapkan klausul penyesuaian harga jual tenaga listrik terkait dengan fluktuasi harga bahan bakar gas alam dan tingkat inflasi US. Klausul tersebut akan diusulkan ketika negosiasi kontrak jual beli tenaga listrik dengan PLN. Batas kenaikan harga bahan bakar gas alam dan tingkat inflasi yang digunakan pada klausul mengacu ke hasil analisis sensitivitas pada Lampiran C.

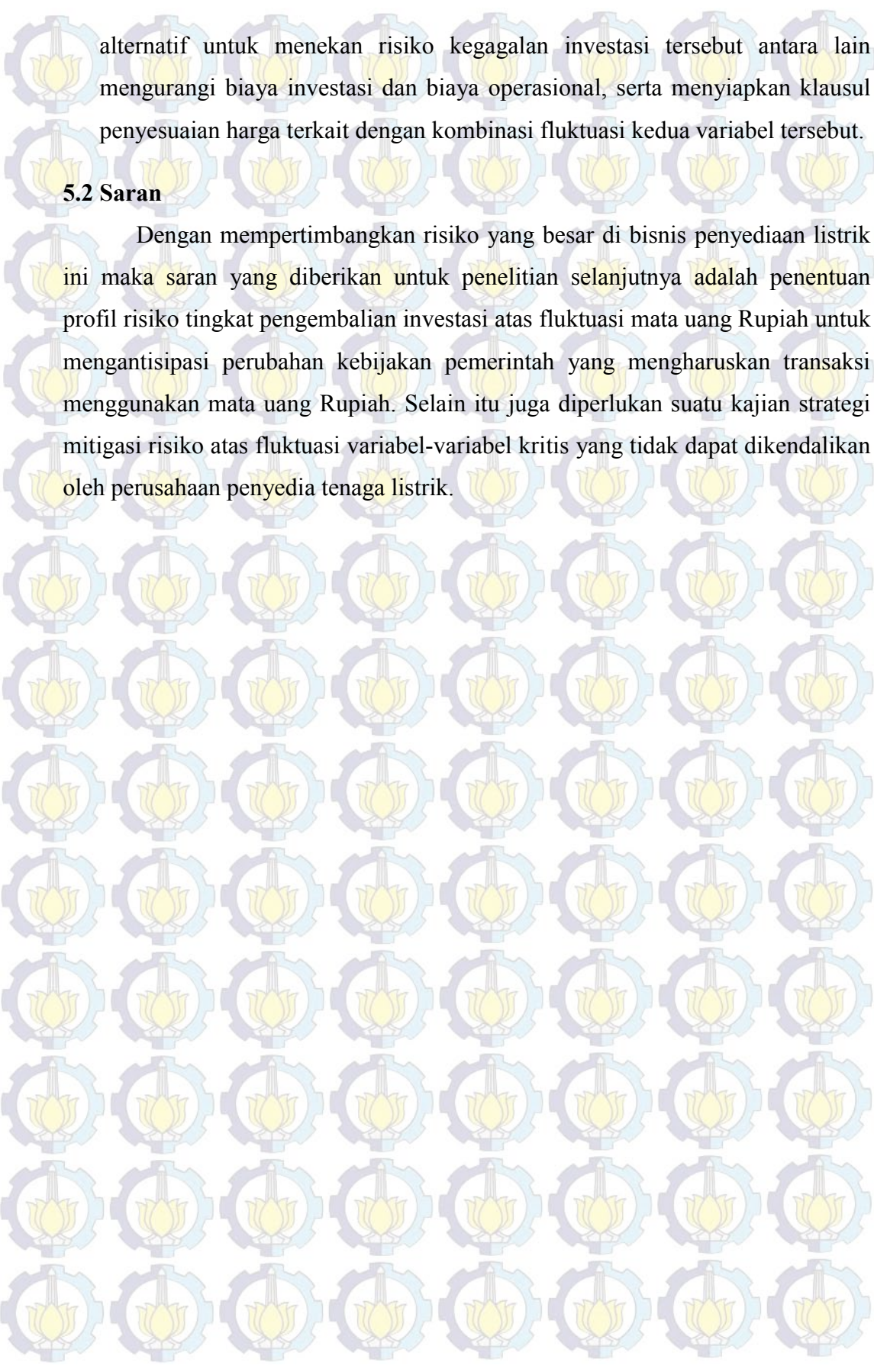
BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil perhitungan menggunakan model keuangan dan analisis risiko menggunakan model simulasi Monte Carlo diperoleh beberapa *point* penelitian sebagai berikut:

1. Harga jual tenaga listrik minimal yang layak adalah 8.03 *cent* USD/kWh. Kelayakan harga tersebut didasari beberapa hal berikut:
 - a. Dengan harga jual tersebut investasi GTG menghasilkan tingkat pengembalian yang tidak lebih rendah dibandingkan dengan biaya modal Perseroan yakni 15.12%.
 - b. Harga tersebut masih lebih rendah dibandingkan harga patokan tertinggi yang ditetapkan melalui PERMEN ESDM yakni 8.6 *cent* USD/kWh.
 - c. Harga tersebut dihitung menggunakan variabel yang sama dengan asumsi di PERMEN ESDM No. 03 Tahun 2015, yaitu:
 - Harga bahan bakar gas alam sebesar 6 USD/MMBtu.
 - *Availability factor* sebesar 85%.
 - Durasi kontrak jual beli selama 20 tahun.
2. Urutan pengaruh variabel-variabel terkait dengan penentuan harga jual tenaga listrik terhadap tingkat pengembalian investasi dimulai dari variabel yang paling berpengaruh adalah sebagai berikut:
 - a. Jam operasi.
 - b. Biaya operasi dan pemeliharaan variabel.
 - c. Biaya operasi dan pemeliharaan tetap.
 - d. Harga satuan bahan bakar gas alam (per MMBtu).
 - e. Biaya investasi awal.
 - f. Tingkat inflasi US.
3. Kemungkinan kegagalan investasi rehabilitasi GTG karena kombinasi fluktuasi variabel harga bahan bakar gas alam dan tingkat inflasi US adalah sangat besar yakni 72.198%. Perseroan perlu mengkaji beberapa langkah



alternatif untuk menekan risiko kegagalan investasi tersebut antara lain mengurangi biaya investasi dan biaya operasional, serta menyiapkan klausul penyesuaian harga terkait dengan kombinasi fluktuasi kedua variabel tersebut.

5.2 Saran

Dengan mempertimbangkan risiko yang besar di bisnis penyediaan listrik ini maka saran yang diberikan untuk penelitian selanjutnya adalah penentuan profil risiko tingkat pengembalian investasi atas fluktuasi mata uang Rupiah untuk mengantisipasi perubahan kebijakan pemerintah yang mengharuskan transaksi menggunakan mata uang Rupiah. Selain itu juga diperlukan suatu kajian strategi mitigasi risiko atas fluktuasi variabel-variabel kritis yang tidak dapat dikendalikan oleh perusahaan penyedia tenaga listrik.

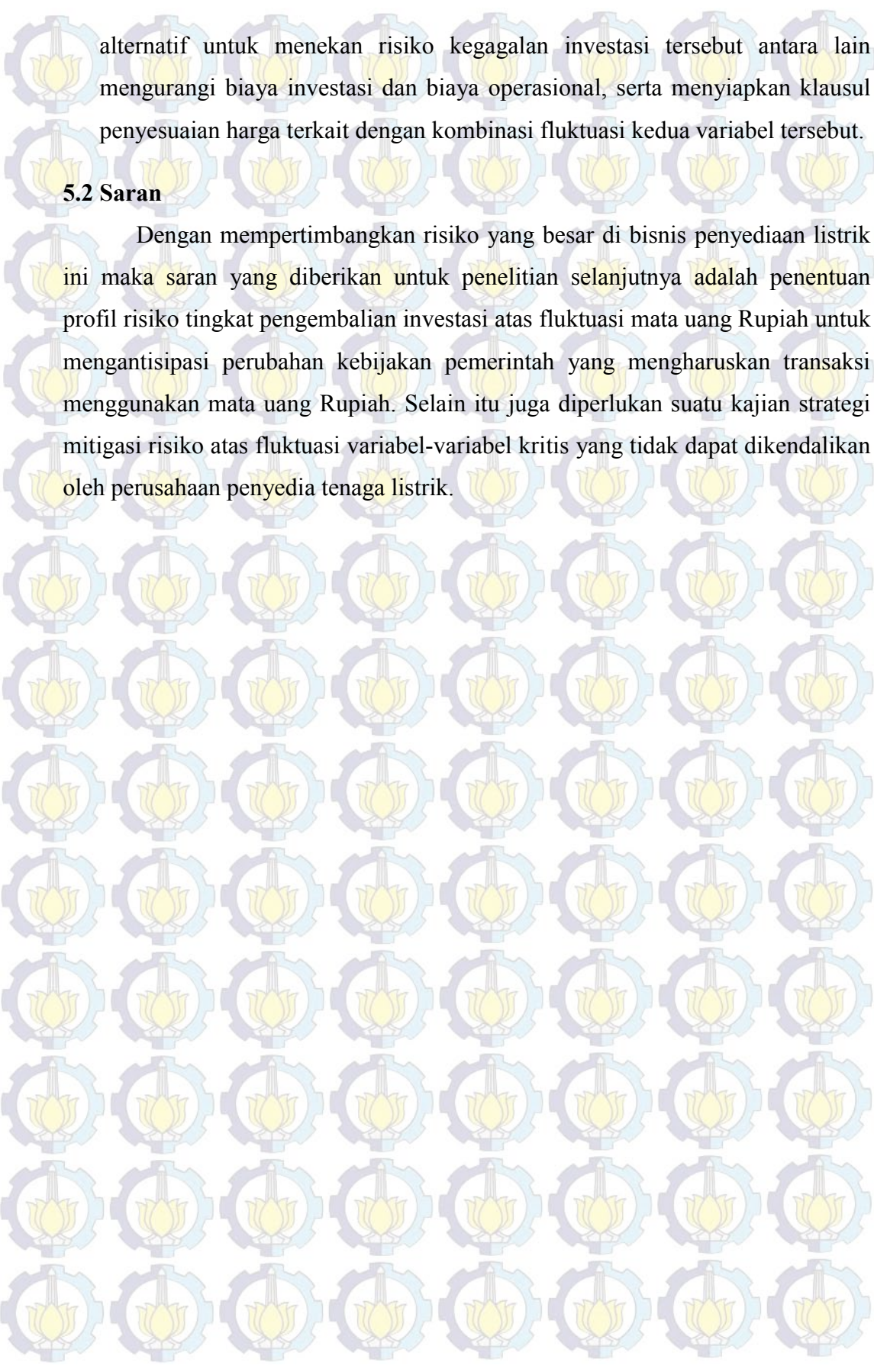
BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil perhitungan menggunakan model keuangan dan analisis risiko menggunakan model simulasi Monte Carlo diperoleh beberapa *point* penelitian sebagai berikut:

1. Harga jual tenaga listrik minimal yang layak adalah 8.03 *cent* USD/kWh. Kelayakan harga tersebut didasari beberapa hal berikut:
 - a. Dengan harga jual tersebut investasi GTG menghasilkan tingkat pengembalian yang tidak lebih rendah dibandingkan dengan biaya modal Perseroan yakni 15.12%.
 - b. Harga tersebut masih lebih rendah dibandingkan harga patokan tertinggi yang ditetapkan melalui PERMEN ESDM yakni 8.6 *cent* USD/kWh.
 - c. Harga tersebut dihitung menggunakan variabel yang sama dengan asumsi di PERMEN ESDM No. 03 Tahun 2015, yaitu:
 - Harga bahan bakar gas alam sebesar 6 USD/MMBtu.
 - *Availability factor* sebesar 85%.
 - Durasi kontrak jual beli selama 20 tahun.
2. Urutan pengaruh variabel-variabel terkait dengan penentuan harga jual tenaga listrik terhadap tingkat pengembalian investasi dimulai dari variabel yang paling berpengaruh adalah sebagai berikut:
 - a. Jam operasi.
 - b. Biaya operasi dan pemeliharaan variabel.
 - c. Biaya operasi dan pemeliharaan tetap.
 - d. Harga satuan bahan bakar gas alam (per MMBtu).
 - e. Biaya investasi awal.
 - f. Tingkat inflasi US.
3. Kemungkinan kegagalan investasi rehabilitasi GTG karena kombinasi fluktuasi variabel harga bahan bakar gas alam dan tingkat inflasi US adalah sangat besar yakni 72.198%. Perseroan perlu mengkaji beberapa langkah



alternatif untuk menekan risiko kegagalan investasi tersebut antara lain mengurangi biaya investasi dan biaya operasional, serta menyiapkan klausul penyesuaian harga terkait dengan kombinasi fluktuasi kedua variabel tersebut.

5.2 Saran

Dengan mempertimbangkan risiko yang besar di bisnis penyediaan listrik ini maka saran yang diberikan untuk penelitian selanjutnya adalah penentuan profil risiko tingkat pengembalian investasi atas fluktuasi mata uang Rupiah untuk mengantisipasi perubahan kebijakan pemerintah yang mengharuskan transaksi menggunakan mata uang Rupiah. Selain itu juga diperlukan suatu kajian strategi mitigasi risiko atas fluktuasi variabel-variabel kritis yang tidak dapat dikendalikan oleh perusahaan penyedia tenaga listrik.

DAFTAR PUSTAKA

Au, T., Au, T. P. (1992), *Engineering Economics for Capital Investment Analysis*, 2nd Edition, New Jersey, Prentice Hall.

Blank L., Tarquin A. (2002), *Engineering Economy*, 5th Edition, McGraw-Hill.

Boyce, Maherwan P. (2002), *Handbook for Cogeneration and Combined Cycle Power Plants*, New York, ASM Press.

Damodaran, Aswath (2004a), *Applied Corporate Finance*, 4th Edition, Wiley.

Damodaran, Aswath (2004b), *Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset*, 3rd Edition, Wiley.

Damodaran, Aswath (2015), "Beta, Unlevered Beta and Other Risk Measures Emerging Markets, Updated January 2015".

Evans, J. R., Olson, D. L. (2002), *Simulation and Risk Analysis*, 3rd Edition, Prentice Hall.

Gallagher, T. J., Andrew, J. D. (1997), *Financial Management Principles And Practice*, Prentice Hall.

Gitman, Lawrence J. (2012), *Principles of Managerial Finance*, 13th Edition, Prentice Hall.

Gunarta, I.K. (2006), "Analisis Risiko Nilai Tukar dan Struktur Modal Menggunakan Simulasi Monte Carlo", *Majalah Ekonomi dan Komputer No. 3 Tahun XIV-2006*.

Hertz, D.B., Thomas, H. (1984), *Risk Analysis and its Applications*, John Wiley and Sons Ltd., England.

Lovins, Amory B. (2002), *Small is Profitable – The Hidden Economic Benefits of Making Electrical Resources at the Right Size*, 1st Edition, Rocky Mountain Institute, Snowmass, Colorado.

Konsorsium Kerjasama Jurusan/Program Studi/Departmen Teknik Elektro UI, ITB, UGM, UNDIP, ITS dan UNUD dengan Lembaga Kerjasama Fakultas Teknik (LKFT) UGM (2010), *Laporan Akhir Studi Tarif Dasar Listrik untuk Menuju Tata Kelola Ketenagalistrikan Nasional yang Sehat*.

Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Republik Indonesia No. 03 Tahun 2015, *Prosedur Pembelian Tenaga Listrik dan Harga Patokan Pembelian Tenaga Listrik dari PLTU Mulut Tambang, PLTU Batubara, PLTG/PLTMG, dan PLTA oleh PT PT PLN (Persero) Melalui Pemilihan dan Penunjukan Langsung*.

Platon, V., Constantinescu, A. (2014), "Monte Carlo Method in Risk Analysis for Investment Projects", *Procedia Economics and Finance*, 15, 393-400.

Radulovic, D., Skok, S., Kirincic, V. (2012), "Cogeneration - Investment Dilemma", *Energy*, 48, 177-187.

Wardana, IB Ari. (2014), *Bisnis Pembelian Tenaga Listrik dari Excess Power Untuk Menerangi Bangka Belitung*.

Westner, G., Madlener, R. (2011), "Investment in New Power Generation Under Uncertainty: Benefits of CHP vs Condensing Plants in a Coupla-Based Analysis", *Energy Economics*, 34, 31-44.

LAMPIRAN A
MODEL KEUANGAN SKENARIO 1 (SEBELUM REHABILITASI GTG)

INCOME STATEMENT		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
DESCRIPTIONS																						
Revenue	US\$	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1
COGS	US\$	(23,873,248.18)	(23,936,312.46)	(23,999,376.70)	(24,062,441.03)	(24,125,505.31)	(24,188,569.60)	(24,251,633.88)	(24,314,698.16)	(24,377,762.45)	(24,440,826.73)	(24,503,891.02)	(24,566,955.30)	(24,630,019.59)	(24,693,083.87)	(24,756,148.15)	(24,819,212.44)	(24,882,276.72)	(24,945,341.01)	(25,008,405.29)	(25,071,469.57)	(25,134,533.86)
Gross Profit	US\$	6,182,798.9	6,119,734.6	6,056,670.3	5,993,606.0	5,930,541.7	5,867,477.5	5,804,413.2	5,741,348.9	5,678,284.6	5,615,220.3	5,552,156.0	5,489,091.8	5,426,027.5	5,362,963.2	5,299,898.9	5,236,835	5,173,770.3	5,110,706.0	5,047,641.8	4,984,577.5	4,921,513.2
Depreciation Cost	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operating Profit	US\$	6,182,799	6,119,735	6,056,670	5,993,606	5,930,542	5,867,477	5,804,413	5,741,349	5,678,285	5,615,220	5,552,156	5,489,092	5,426,027	5,362,963	5,299,899	5,236,835	5,173,770	5,110,706	5,047,642	4,984,577	4,921,513
Interest	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	US\$	6,182,799	6,119,735	6,056,670	5,993,606	5,930,542	5,867,477	5,804,413	5,741,349	5,678,285	5,615,220	5,552,156	5,489,092	5,426,027	5,362,963	5,299,899	5,236,835	5,173,770	5,110,706	5,047,642	4,984,577	4,921,513
Tax (25%)	US\$	(1,545,700)	(1,529,934)	(1,514,168)	(1,498,402)	(1,482,635)	(1,466,869)	(1,451,103)	(1,435,337)	(1,419,571)	(1,403,805)	(1,388,039)	(1,372,273)	(1,356,507)	(1,340,741)	(1,324,975)	(1,309,209)	(1,293,443)	(1,277,677)	(1,261,910)	(1,246,144)	(1,230,378)
EAT	US\$	4,637,099	4,589,801	4,542,503	4,495,205	4,447,906	4,400,608	4,353,310	4,306,012	4,258,713	4,211,415	4,164,117	4,116,819	4,069,521	4,022,222	3,974,924	3,927,626	3,880,328	3,833,030	3,785,731	3,738,433	3,691,135
CASH FLOW		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
DESCRIPTIONS																						
Cash Flow from Operation																						
Penerimaan dari Pihak Ketiga	US\$	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1
Pembayaran kepada Pemasok	US\$	(23,873,248.2)	(23,936,312.5)	(23,999,376.7)	(24,062,441.0)	(24,125,505.3)	(24,188,569.6)	(24,251,633.9)	(24,314,698.2)	(24,377,762.4)	(24,440,826.7)	(24,503,891.0)	(24,566,955.3)	(24,630,019.6)	(24,693,083.9)	(24,756,148.2)	(24,819,212.4)	(24,882,276.7)	(24,945,341.0)	(25,008,405.3)	(25,071,469.6)	(25,134,533.9)
Pembayaran Pajak	US\$	(1,545,700)	(1,529,934)	(1,514,168)	(1,498,402)	(1,482,635)	(1,466,869)	(1,451,103)	(1,435,337)	(1,419,571)	(1,403,805)	(1,388,039)	(1,372,273)	(1,356,507)	(1,340,741)	(1,324,975)	(1,309,209)	(1,293,443)	(1,277,677)	(1,261,910)	(1,246,144)	(1,230,378)
Pembayaran Bunga	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Cash Flow from Operation	US\$	4,637,099.2	4,589,800.9	4,542,502.7	4,495,204.5	4,447,906.3	4,400,608.1	4,353,309.9	4,306,011.7	4,258,713.5	4,211,415.2	4,164,117.0	4,116,818.8	4,069,520.6	4,022,222.4	3,974,924.2	3,927,626.0	3,880,327.8	3,833,029.5	3,785,731.3	3,738,433.1	3,691,134.9
Cash Flow from Investment																						
Investasi Aset	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total cash flow from Investment	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cash Flow from Financing																						
Penerimaan Pinjaman Bank	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Penempatan Modal Sendiri	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pembayaran Cicilan Pinjaman	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Cash Flow from Financing	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kenaikan/Penurunan Kas	US\$	4,637,099.2	4,589,800.9	4,542,502.7	4,495,204.5	4,447,906.3	4,400,608.1	4,353,309.9	4,306,011.7	4,258,713.5	4,211,415.2	4,164,117.0	4,116,818.8	4,069,520.6	4,022,222.4	3,974,924.2	3,927,626.0	3,880,327.8	3,833,029.5	3,785,731.3	3,738,433.1	3,691,134.9
Saldo Kas Awal Tahun	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo Kas Akhir Tahun	US\$	4,637,099.2	9,226,900.1	13,769,402.8	18,264,607.4	22,712,513.7	27,113,121.8	31,466,431.6	35,772,443.3	40,031,156.8	44,242,572.0	48,406,689.0	52,523,507.9	56,593,028.5	60,615,250.9	64,590,175.0	68,517,801.0	72,398,128.7	76,231,158.3	80,016,889.6	83,755,322.7	87,446,457.6
BALANCE SHEET		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
DESCRIPTIONS																						
Aktiva																						
<i>Aktiva Lancar</i>																						
Kas dan Setara Kas	US\$	4,637,099.2	9,226,900.1	13,769,402.8	18,264,607.4	22,712,513.7	27,113,121.8	31,466,431.6	35,772,443.3	40,031,156.8	44,242,572.0	48,406,689.0	52,523,507.9	56,593,028.5	60,615,250.9	64,590,175.0	68,517,801.0	72,398,128.7	76,231,158.3	80,016,889.6	83,755,322.7	87,446,457.6
Jumlah Aktiva Lancar	US\$	4,637,099.2	9,226,900.1	13,769,402.8	18,264,607.4	22,712,513.7	27,113,121.8	31,466,431.6	35,772,443.3	40,031,156.8	44,242,572.0	48,406,689.0	52,523,507.9	56,593,028.5	60,615,250.9	64,590,175.0	68,517,801.0	72,398,128.7	76,231,158.3	80,016,889.6	83,755,322.7	87,446,457.6
<i>Aktiva Tetap</i>																						
Power Plant	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah Aktiva Tetap	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah Aktiva	US\$	4,637,099	9,226,900	13,769,403	18,264,607	22,712,514	27,113,122	31,466,432	35,772,443	40,031,157	44,242,572	48,406,689	52,523,508	56,593,028	60,615,251	64,590,175	68,517,801	72,398,129	76,231,158	80,016,890	83,755,323	87,446,458
Liabilitas																						
Hutang Bank Jangka Pendek	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah Liabilitas Lancar	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hutang Bank Jangka Panjang	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah Liabilitas Jangka Panjang	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah Liabilitas	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ekuitas																						
Saham Ditempatkan	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Laba Tahun Berjalan	US\$	4,637,099	4,589,801	4,542,503	4,495,205	4,447,906	4,400,608	4,353,310	4,306,012	4,258,713	4,211,415	4,164,117	4,116,819	4,069,521	4,022,222	3,974,924	3,927,626	3,880,328	3,833,030	3,785,731	3,738,433	3,691,135
Laba Ditahan	US\$	4,637,099	9,226,900	13,769,403	18,264,607	22,712,514	27,113,122	31,466,432	35,772,443	40,031,157	44,242,572	48,406,689	52,523,508	56,593,028	60,615,251	64,590,175	68,517,801	72,398,129	76,231,158	80,016,890	83,755,323	87,446,458
Jumlah Ekuitas	US\$	4,637,099	9,226,900	13,769,403	18,264,607	22,712,514	27,113,122	31,466,432	35,772,443	40,031,157	44,242,572	48,406,689	52,523,508	56,593,028	60,615,251	64,590,175	68,517,801	72,398,129	76,231,158	80,016,890	83,755,323	87,446,458
Jumlah Liabilitas dan Ekuitas	US\$	4,637,099	9,226,900	13,769,403	18,264,607	22,712,514	27,113,122	31,466,432	35,772,443	40,031,157	44,242,572	48,406,689	52,523,508	56,593,028	60,615,251	64,590,175	68,517,801	72,398,129	76,231,158	80,016,890	83,755,323	87,446,458
VALUATION		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
DESCRIPTIONS																						
Cash In																						
Net Profit	US\$	4,637,099	4,589,801	4,542,503	4,495,205	4,447,906	4,400,608	4,353,310	4,306,012	4,258,713	4,211,415	4,164,117	4,116,819	4,069,521	4,022,222	3,974,924	3,927,626	3,880,328	3,833,030	3,785,731	3,738,433	3,691,135
Depresiasi	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terminal Value	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Cash In	US\$	4,637,099	4,589,801	4,542,503	4,495,205	4,447,906	4,400,608	4,353,310</														

LAMPIRAN A
MODEL KEUANGAN SKENARIO 1 (SEBELUM REHABILITASI GTG)

OPERATION		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
DESCRIPTIONS																						
General Assumptions																						
Operational Days per Year	Days	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365
Operational Hours per Day	Hours	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Availability Factor	%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%
Price of Natural Gas Fuel	US\$/MMBtu	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Operating Data																						
GTG Heat Rate	Btu/kWh	14,404	14,476	14,548	14,620	14,692	14,764	14,836	14,908	14,980	15,052	15,124	15,196	15,268	15,340	15,412	15,484	15,556	15,628	15,700	15,772	15,844
HRSFG Fuel Consumption	MMBtu/h	96.02	96.02	96.02	96.02	96.02	96.02	96.02	96.02	96.02	96.02	96.02	96.02	96.02	96.02	96.02	96.02	96.02	96.02	96.02	96.02	96.02
PRODUCED ELECTRICITY																						
DESCRIPTIONS		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Gross Plant Capacity	MW	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6
Aux Loads and Losses	MW	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
Net Power Produced	MW	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Annual Power Produced	GWh	145.94	145.94	145.94	145.94	145.94	145.94	145.94	145.94	145.94	145.94	145.94	145.94	145.94	145.94	145.94	145.94	145.94	145.94	145.94	145.94	145.94
Annual Power for Sale	GWh	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0
Annual Power for PLN	GWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Annual Power	GWh	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134	134
REVENUE FROM ELECTRICITY																						
DESCRIPTIONS		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Electricity Price to Customer	US\$/kWh	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424
Annual Electricity Revenue	US\$	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4
Electricity Sales Price to PLN	US\$/kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Annual Electricity Revenue	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Revenue	US\$	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4
PRODUCED STEAM																						
DESCRIPTIONS		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Generated Steam	Ton/h	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Annual Steam Produced	Ton	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680
Annual Steam for Sale	Ton	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680
REVENUE FROM STEAM																						
DESCRIPTIONS		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Steam Sales Price	US\$/Ton	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42
Annual Steam Revenue	US\$	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6
TOTAL REVENUE																						
DESCRIPTIONS		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Revenue from Electricity	US\$	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4
Revenue from Steam	US\$	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6
Total Revenue	US\$	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1	30,056,047.1
OPERATIONAL COST																						
DESCRIPTIONS		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Operation Maintenance Cost																						
Fixed O&M Cost	US\$/kWh	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157
Variable O&M Cost	US\$/kWh	0.0225	0.0225	0.0225	0.0225	0.0225	0.0225	0.0225	0.0225	0.0225	0.0225	0.0225	0.0225	0.0225	0.0225	0.0225	0.0225	0.0225	0.0225	0.0225	0.0225	0.0225
Annual Fixed O&M Cost	US\$	3,693,613.1	3,693,613.1	3,693,613.1	3,693,613.1	3,693,613.1	3,693,613.1	3,693,613.1	3,693,613.1	3,693,613.1	3,693,613.1	3,693,613.1	3,693,613.1	3,693,613.1	3,693,613.1	3,693,613.1	3,693,613.1	3,693,613.1	3,693,613.1	3,693,613.1	3,693,613.1	3,693,613.1
Annual Variable O&M Cost	US\$	3,276,988.7	3,276,988.7	3,276,988.7	3,276,988.7	3,276,988.7	3,276,988.7	3,276,988.7	3,276,988.7	3,276,988.7	3,276,988.7	3,276,988.7	3,276,988.7	3,276,988.7	3,276,988.7	3,276,988.7	3,276,988.7	3,276,988.7	3,276,988.7	3,276,988.7	3,276,988.7	3,276,988.7
Total Annual O&M Cost	US\$	6,970,601.8	6,970,601.8	6,970,601.8	6,970,601.8	6,970,601.8	6,970,601.8	6,970,601.8	6,970,601.8	6,970,601.8	6,970,601.8	6,970,601.8	6,970,601.8	6,970,601.8	6,970,601.8	6,970,601.8	6,970,601.8	6,970,601.8	6,970,601.8	6,970,601.8	6,970,601.8	6,970,601.8
Energy Cost																						
GTG Energy Consumption	Btu/kWh	14,404	14,476	14,548	14,620	14,692	14,764	14,836	14,908	14,980	15,052	15,124	15,196	15,268	15,340	15,412	15,484	15,556	15,628	15,700	15,772	15,844
GTG Annual Energy Consumption	MMBtu	2,102,143	2,112,654	2,123,164	2,133,675	2,144,186	2,154,696	2,165,207	2,175,718	2,186,229	2,196,739	2,207,250	2,217,761	2,228,271	2,238,782	2,249,293	2,259,804	2,270,314	2,280,825	2,291,336	2,301,846	2,312,35

LAMPIRAN B
MODEL KEUANGAN SKENARIO 2 (SETELAH REHABILITASI GTG)

INCOME STATEMENT		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
DESCRIPTIONS																						
Revenue	US\$	31,987,852.2	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1
COGS	US\$	(26,799,071.45)	(26,799,071.45)	(26,881,441.13)	(26,963,810.80)	(27,046,180.48)	(27,128,550.16)	(27,210,919.84)	(27,293,289.51)	(27,375,659.19)	(27,458,028.87)	(27,540,398.55)	(27,622,768.22)	(27,705,137.90)	(27,787,507.58)	(27,869,877.25)	(27,952,246.91)	(28,034,616.61)	(28,116,986.29)	(28,199,355.96)	(28,281,725.64)	(28,364,095.32)
Gross Profit	US\$	6,924,886.9	7,099,111.6	7,016,741.9	6,934,372.3	6,852,002.6	6,769,632.9	6,687,263.2	6,604,893.5	6,522,523.9	6,440,154.2	6,357,784.5	6,275,414.8	6,193,045.2	6,110,675.5	6,028,305.8	5,945,936.1	5,863,566.4	5,781,196.8	5,698,827.1	5,616,457.4	5,534,087.7
Depreciation Cost	US\$	-	(242,500)	(242,500)	(242,500)	(242,500)	(242,500)	(242,500)	(242,500)	(242,500)	(242,500)	(242,500)	(242,500)	(242,500)	(242,500)	(242,500)	(242,500)	(242,500)	(242,500)	(242,500)	(242,500)	(242,500)
Operating Profit	US\$	6,924,887	6,856,612	6,774,242	6,691,872	6,609,503	6,527,133	6,444,763	6,362,394	6,280,024	6,197,654	6,115,285	6,032,915	5,950,545	5,868,175	5,785,806	5,703,436	5,621,066	5,538,697	5,456,327	5,373,957	5,291,588
Interest	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBT	US\$	6,924,887	6,856,612	6,774,242	6,691,872	6,609,503	6,527,133	6,444,763	6,362,394	6,280,024	6,197,654	6,115,285	6,032,915	5,950,545	5,868,175	5,785,806	5,703,436	5,621,066	5,538,697	5,456,327	5,373,957	5,291,588
Tax (25%)	US\$	(1,731,222)	(1,714,153)	(1,693,560)	(1,672,968)	(1,652,376)	(1,631,783)	(1,611,191)	(1,590,598)	(1,570,006)	(1,549,414)	(1,528,821)	(1,508,229)	(1,487,636)	(1,467,044)	(1,446,451)	(1,425,859)	(1,405,267)	(1,384,674)	(1,364,082)	(1,343,489)	(1,322,897)
EAT	US\$	5,193,665	5,142,459	5,080,681	5,018,904	4,957,127	4,895,350	4,833,572	4,771,795	4,710,018	4,648,241	4,586,463	4,524,686	4,462,909	4,401,132	4,339,354	4,277,577	4,215,800	4,154,023	4,092,245	4,030,468	3,968,691
CASH FLOW																						
DESCRIPTIONS		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Cash Flow from Operation																						
Penerimaan dari Pihak Ketiga	US\$	31,987,852.2	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1
Pembayaran kepada Pemasok	US\$	(25,062,965.3)	(26,799,071.4)	(26,881,441.1)	(26,963,810.8)	(27,046,180.5)	(27,128,550.2)	(27,210,919.8)	(27,293,289.5)	(27,375,659.2)	(27,458,028.9)	(27,540,398.5)	(27,622,768.2)	(27,705,137.9)	(27,787,507.6)	(27,869,877.3)	(27,952,246.9)	(28,034,616.6)	(28,116,986.3)	(28,199,356.0)	(28,281,725.6)	(28,364,095.3)
Pembayaran Pajak	US\$	(1,731,222)	(1,714,153)	(1,693,560)	(1,672,968)	(1,652,376)	(1,631,783)	(1,611,191)	(1,590,598)	(1,570,006)	(1,549,414)	(1,528,821)	(1,508,229)	(1,487,636)	(1,467,044)	(1,446,451)	(1,425,859)	(1,405,267)	(1,384,674)	(1,364,082)	(1,343,489)	(1,322,897)
Pembayaran Bunga	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Cash Flow from Operation	US\$	5,193,665.2	5,142,459.7	5,080,681.4	5,018,904.2	4,957,127.9	4,895,350.6	4,833,573.3	4,771,796.0	4,710,018.7	4,648,241.4	4,586,464.1	4,524,686.8	4,462,909.5	4,401,132.2	4,339,354.9	4,277,577.6	4,215,800.3	4,154,023.0	4,092,245.7	4,030,468.4	3,968,691.1
Cash Flow from Investment																						
Investasi Aset	US\$	(4,850,000)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Cash Flow from Investment	US\$	(4,850,000)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cash Flow from Financing																						
Penerimaan Pinjaman Bank	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Penempatan Modal Sendiri	US\$	4,850,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pembayaran Cicilan Pinjaman	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Cash Flow from Financing	US\$	4,850,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Kenaikan/Penurunan Kas		US\$	5,193,665.2	5,142,459.7	5,080,681.4	5,018,904.2	4,957,127.9	4,895,350.6	4,833,573.3	4,771,796.0	4,710,018.7	4,648,241.4	4,586,464.1	4,524,686.8	4,462,909.5	4,401,132.2	4,339,354.9	4,277,577.6	4,215,800.3	4,154,023.0	4,092,245.7	4,030,468.4
Saldo Kas Awal Tahun	US\$	-	5,193,665	10,336,124	15,416,805	20,497,410	25,302,836	30,288,186	35,121,759	39,893,554	44,603,572	49,251,812	53,838,276	58,362,962	62,835,871	67,227,002	71,566,357	75,843,944	80,059,734	84,213,756	88,306,001	92,336,691
Saldo Kas Akhir Tahun	US\$	5,193,665.2	10,336,123.9	15,401,805.3	20,413,209.5	25,362,836.5	30,288,686.1	35,167,758.5	39,953,759.1	44,743,557.6	49,531,572.2	54,324,312.2	59,117,276.6	63,916,461.7	68,715,870.6	73,519,302.2	78,327,635.6	83,141,968.3	87,958,298.1	92,776,610.4	97,596,918.2	102,419,226.3
BALANCE SHEET																						
DESCRIPTIONS		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Aktiva																						
Aktiva Lancar																						
Kas dan Setara Kas	US\$	5,193,665.2	10,336,123.9	15,401,805.3	20,413,209.5	25,362,836.5	30,288,686.1	35,167,758.5	39,953,759.1	44,743,557.6	49,531,572.2	54,324,312.2	59,117,276.6	63,916,461.7	68,715,870.6	73,519,302.2	78,327,635.6	83,141,968.3	87,958,298.1	92,776,610.4	97,596,918.2	102,419,226.3
Jumlah Aktiva Lancar	US\$	5,193,665.2	10,336,123.9	15,401,805.3	20,413,209.5	25,362,836.5	30,288,686.1	35,167,758.5	39,953,759.1	44,743,557.6	49,531,572.2	54,324,312.2	59,117,276.6	63,916,461.7	68,715,870.6	73,519,302.2	78,327,635.6	83,141,968.3	87,958,298.1	92,776,610.4	97,596,918.2	102,419,226.3
Aktiva Tetap																						
Power Plant	US\$	4,850,000	4,607,500	4,365,000	4,122,500	3,880,000	3,637,500	3,395,000	3,152,500	2,910,000	2,667,500	2,425,000	2,182,500	1,940,000	1,697,500	1,455,000	1,212,500	970,000	727,500	485,000	242,500	-
Jumlah Aktiva Tetap	US\$	4,850,000	4,607,500	4,365,000	4,122,500	3,880,000	3,637,500	3,395,000	3,152,500	2,910,000	2,667,500	2,425,000	2,182,500	1,940,000	1,697,500	1,455,000	1,212,500	970,000	727,500	485,000	242,500	-
Jumlah Aktiva	US\$	10,043,665	14,943,623.9	19,766,805.3	24,535,709.0	29,242,836.5	33,926,186.1	38,562,758.5	43,106,759.1	47,653,557.6	52,199,072.2	56,746,312.2	61,298,726.6	65,861,461.7	70,415,370.6	74,969,302.2	79,523,635.6	84,077,968.3	88,632,298.1	93,186,469.1	97,740,726.3	102,293,452.3
Liabilitas																						
Liabilitas Jangka Pendek																						
Hutang Bank Jangka Pendek	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah Liabilitas Jangka Pendek	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Liabilitas Jangka Panjang																						
Hutang Bank Jangka Panjang	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah Liabilitas Jangka Panjang	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Jumlah Liabilitas	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ekuitas																						
Saham Ditempatkan	US\$	4,850,000	4,850,000	4,850,000	4,850,000	4,850,000	4,850,000	4,850,000	4,850,000	4,850,000	4,850,000	4,850,000	4,850,000	4,850,000	4,850,000	4,850,000	4,85					

LAMPIRAN B
MODEL KEUANGAN SKENARIO 2 (SETELAH REHABILITASI GTG)

INCREMENTAL FREE CASH FLOW		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
DESCRIPTIONS																							
FCF of Scenario 2		US\$	343,665	5,384,959	5,323,181	5,261,404	5,199,627	5,137,850	5,076,072	5,014,293	4,952,518	4,890,741	4,828,963	4,767,186	4,705,409	4,643,632	4,581,854	4,520,077	4,458,300	4,396,523	4,334,745	4,272,968	26,724,374
FCF of Scenario 1		US\$	4,637,099	4,589,301	4,542,503	4,495,205	4,447,906	4,400,608	4,353,310	4,306,012	4,258,713	4,211,415	4,164,117	4,116,819	4,069,521	4,022,222	3,974,924	3,927,626	3,880,328	3,833,030	3,785,731	3,738,433	3,691,135
Incremental Free Cash Flow		US\$	(4,293,434)	795,158	780,679	766,200	751,721	737,242	722,763	708,283	693,804	679,325	664,846	650,367	635,888	621,409	606,930	592,451	577,972	563,493	549,014	534,535	23,033,239
Cumulative Incremental FCF		US\$	(4,293,434)	(3,498,276)	(2,717,598)	(1,951,398)	(1,199,677)	(462,436)	260,327	968,610	1,662,415	2,341,740	3,006,587	3,656,954	4,292,842	4,914,251	5,521,182	6,113,633	6,691,605	7,255,098	7,804,112	8,338,647	31,371,886
Investment Feasibility																							
Cost of Capital			15.12%																				
Payback Period (Years)		Years	6.6398																				
NPV (US\$)		US\$	1,517,184																				
IRR			19.42%																				
OPERATION		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
DESCRIPTIONS																							
General Assumptions																							
Operational Days per Year		Days	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	365	
Operational Hours per Day		Hours	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	
Availability Factor		%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	85%	
Price of Natural Gas Fuel		US\$/MMBtu	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
Operating Data																							
GTG Heat Rate		Btu/kWh	13,609	13,681	13,753	13,825	13,897	13,969	14,041	14,113	14,185	14,257	14,329	14,401	14,473	14,545	14,617	14,689	14,761	14,833	14,905	15,049	
HRSG Fuel Consumption		MMBtu/h	71.14	71.14	71.14	71.14	71.14	71.14	71.14	71.14	71.14	71.14	71.14	71.14	71.14	71.14	71.14	71.14	71.14	71.14	71.14	71.14	
PRODUCED ELECTRICITY		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
DESCRIPTIONS																							
Gross Plant Capacity		MW	23.5	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	25.6	
Aux Loads and Losses		MW	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	
Net Power Produced		MW	22	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	
Annual Power Produced		GWh	174.73	190.62	190.62	190.62	190.62	190.62	190.62	190.62	190.62	190.62	190.62	190.62	190.62	190.62	190.62	190.62	190.62	190.62	190.62	190.62	
Annual Power for Sale		GWh	122.9	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	134.0	
Annual Power for PLN		GWh	41	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	
Total Annual Power for Sale		GWh	164	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	179	
REVENUE FROM ELECTRICITY		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
DESCRIPTIONS																							
Electricity Price to Customer		US\$/kWh	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	0.1424	
Annual Electricity Revenue		US\$	17,491,681.5	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	19,081,834.4	
Electricity Price to PLN		US\$/kWh	0.086	0.086	0.086	0.086	0.086	0.086	0.086	0.086	0.086	0.086	0.086	0.086	0.086	0.086	0.086	0.086	0.086	0.086	0.086	0.086	
Annual Electricity Revenue		US\$	3,521,958.0	3,842,136.0	3,842,136.0	3,842,136.0	3,842,136.0	3,842,136.0	3,842,136.0	3,842,136.0	3,842,136.0	3,842,136.0	3,842,136.0	3,842,136.0	3,842,136.0	3,842,136.0	3,842,136.0	3,842,136.0	3,842,136.0	3,842,136.0	3,842,136.0	3,842,136.0	
Total Revenue		US\$	21,013,639.5	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	
PRODUCED STEAM		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
DESCRIPTIONS																							
Geothermal Steam		Ton/h	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	
Annual Steam Produced		Ton	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	
Annual Steam for Sale		Ton	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	595,680	
REVENUE FROM STEAM		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
DESCRIPTIONS																							
Steam Sales Price		US\$/Ton	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	18.42	
Annual Steam Revenue		US\$	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	
TOTAL REVENUE		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
DESCRIPTIONS																							
Revenue from Electricity		US\$	21,013,639.5	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	22,923,970.4	
Revenue from Steam		US\$	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	10,974,212.6	
Total Revenue		US\$	31,987,852.2	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	33,898,183.1	
OPERATIONAL COST		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
DESCRIPTIONS																							
Operation & Maintenance Cost																							
Fixed O&M Cost		US\$/kWh	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	0.0157	
Variable O&M Cost		US\$/kWh	0.0225	0.0225	0.0225	0.0225	0.0225																

LAMPIRAN C
ANALISA SENSITIVITAS IRR
TERHADAP VARIABEL HARGA BAHAN BAKAR GAS ALAM DAN TINGKAT INFLASI AMERIKA SERIKAT

		Harga Bahan Bakar Gas Alam (US\$/MMBtu)																		
		3	3.25	3.5	3.75	4	4.25	4.5	4.75	5	5.25	5.5	5.75	6	6.25	6.5	6.75	7	7.25	7.5
Tingkat Inflasi Amerika Serikat Tahunan (%)	-0.6	41.00%	38.89%	36.85%	34.88%	32.98%	31.16%	29.40%	27.72%	26.10%	24.55%	23.06%	21.63%	20.25%	18.92%	17.61%	16.31%	15.00%	13.33%	11.21%
	-0.5	40.93%	38.81%	36.77%	34.80%	32.89%	31.06%	29.31%	27.62%	25.99%	24.44%	22.95%	21.51%	20.13%	18.78%	17.47%	16.17%	14.84%	13.17%	11.04%
	-0.4	40.86%	38.73%	36.69%	34.71%	32.81%	30.97%	29.21%	27.51%	25.89%	24.32%	22.83%	21.38%	19.99%	18.64%	17.32%	16.01%	14.68%	13.00%	10.86%
	-0.3	40.78%	38.66%	36.60%	34.62%	32.71%	30.88%	29.11%	27.41%	25.78%	24.21%	22.70%	21.25%	19.86%	18.50%	17.17%	15.86%	14.52%	12.83%	10.67%
	-0.2	40.70%	38.58%	36.52%	34.54%	32.62%	30.78%	29.01%	27.30%	25.66%	24.09%	22.58%	21.12%	19.72%	18.35%	17.02%	15.69%	14.35%	12.65%	10.48%
	-0.1	40.63%	38.50%	36.44%	34.45%	32.53%	30.68%	28.90%	27.19%	25.55%	23.96%	22.45%	20.98%	19.57%	18.20%	16.86%	15.53%	14.17%	12.46%	10.28%
	0	40.55%	38.41%	36.35%	34.36%	32.44%	30.58%	28.80%	27.08%	25.43%	23.84%	22.31%	20.84%	19.42%	18.04%	16.69%	15.35%	13.99%	12.26%	10.07%
	0.1	40.47%	38.33%	36.27%	34.27%	32.34%	30.48%	28.69%	26.96%	25.30%	23.71%	22.17%	20.70%	19.27%	17.88%	16.52%	15.17%	13.80%	12.06%	9.85%
	0.2	40.39%	38.25%	36.18%	34.18%	32.24%	30.38%	28.58%	26.85%	25.18%	23.58%	22.03%	20.55%	19.11%	17.71%	16.34%	14.98%	13.60%	11.85%	9.62%
	0.3	40.31%	38.16%	36.09%	34.08%	32.14%	30.27%	28.47%	26.73%	25.05%	23.44%	21.89%	20.39%	18.94%	17.54%	16.16%	14.78%	13.39%	11.63%	9.38%
	0.4	40.23%	38.08%	36.00%	33.99%	32.04%	30.16%	28.35%	26.60%	24.92%	23.30%	21.74%	20.23%	18.77%	17.35%	15.96%	14.58%	13.17%	11.40%	9.13%
	0.5	40.14%	37.99%	35.91%	33.89%	31.94%	30.05%	28.23%	26.48%	24.79%	23.16%	21.58%	20.07%	18.60%	17.17%	15.76%	14.37%	12.95%	11.16%	8.87%
	0.6	40.06%	37.90%	35.81%	33.79%	31.83%	29.94%	28.11%	26.35%	24.65%	23.01%	21.42%	19.89%	18.41%	16.97%	15.55%	14.14%	12.71%	10.90%	8.59%
	0.7	39.98%	37.81%	35.72%	33.69%	31.73%	29.83%	27.99%	26.22%	24.51%	22.85%	21.26%	19.72%	18.22%	16.76%	15.33%	13.91%	12.46%	10.63%	8.30%
	0.8	39.89%	37.72%	35.62%	33.59%	31.62%	29.71%	27.86%	26.08%	24.36%	22.69%	21.09%	19.53%	18.02%	16.55%	15.10%	13.66%	12.20%	10.35%	7.99%
	0.9	39.80%	37.63%	35.53%	33.49%	31.51%	29.59%	27.74%	25.94%	24.21%	22.53%	20.91%	19.34%	17.81%	16.33%	14.86%	13.40%	11.92%	10.05%	7.66%
	1	39.72%	37.54%	35.43%	33.38%	31.39%	29.47%	27.60%	25.80%	24.05%	22.36%	20.73%	19.14%	17.60%	16.09%	14.61%	13.13%	11.62%	9.73%	7.30%
	1.1	39.63%	37.45%	35.33%	33.27%	31.28%	29.34%	27.47%	25.65%	23.89%	22.19%	20.53%	18.93%	17.37%	15.84%	14.34%	12.84%	11.31%	9.39%	6.92%
	1.2	39.54%	37.35%	35.23%	33.16%	31.16%	29.22%	27.33%	25.50%	23.72%	22.00%	20.33%	18.71%	17.13%	15.58%	14.06%	12.53%	10.98%	9.03%	6.51%
	1.3	39.45%	37.25%	35.12%	33.05%	31.04%	29.08%	27.19%	25.34%	23.55%	21.81%	20.13%	18.48%	16.88%	15.31%	13.76%	12.21%	10.62%	8.63%	6.07%
	1.4	39.35%	37.16%	35.02%	32.94%	30.92%	28.95%	27.04%	25.18%	23.37%	21.62%	19.91%	18.24%	16.62%	15.02%	13.44%	11.85%	10.23%	8.21%	5.58%
	1.5	39.26%	37.06%	34.91%	32.82%	30.79%	28.81%	26.89%	25.01%	23.19%	21.41%	19.68%	17.99%	16.34%	14.71%	13.10%	11.48%	9.81%	7.74%	5.05%
	1.6	39.17%	36.95%	34.80%	32.70%	30.66%	28.67%	26.73%	24.84%	23.00%	21.20%	19.44%	17.72%	16.04%	14.38%	12.73%	11.07%	9.36%	7.23%	4.45%
	1.7	39.07%	36.85%	34.69%	32.58%	30.53%	28.53%	26.57%	24.66%	22.80%	20.97%	19.19%	17.44%	15.72%	14.02%	12.33%	10.62%	8.86%	6.66%	3.78%
	1.8	38.97%	36.75%	34.58%	32.46%	30.39%	28.38%	26.40%	24.48%	22.59%	20.74%	18.93%	17.14%	15.38%	13.64%	11.89%	10.13%	8.30%	6.02%	3.01%
	1.9	38.87%	36.64%	34.46%	32.33%	30.26%	28.22%	26.23%	24.28%	22.37%	20.49%	18.64%	16.82%	15.01%	13.22%	11.41%	9.58%	7.67%	5.29%	2.10%
	2	38.77%	36.53%	34.34%	32.21%	30.11%	28.06%	26.06%	24.08%	22.14%	20.23%	18.34%	16.48%	14.62%	12.76%	10.88%	8.96%	6.94%	4.43%	1.00%
	2.1	38.67%	36.42%	34.22%	32.07%	29.97%	27.90%	25.87%	23.87%	21.90%	19.95%	18.02%	16.10%	14.18%	12.25%	10.28%	8.25%	6.09%	3.39%	-0.41%
	2.2	38.57%	36.31%	34.10%	31.94%	29.82%	27.73%	25.68%	23.65%	21.65%	19.66%	17.68%	15.70%	13.70%	11.67%	9.59%	7.40%	5.06%	2.06%	-2.38%
	2.3	38.46%	36.20%	33.98%	31.80%	29.66%	27.56%	25.48%	23.42%	21.38%	19.35%	17.31%	15.25%	13.16%	11.01%	8.77%	6.37%	3.72%	0.20%	-5.71%
	2.4	38.36%	36.08%	33.85%	31.66%	29.50%	27.38%	25.27%	23.18%	21.10%	19.01%	16.90%	14.76%	12.55%	10.24%	7.76%	5.03%	1.80%	-2.99%	0.00%
	2.5	38.25%	35.97%	33.72%	31.52%	29.34%	27.19%	25.06%	22.93%	20.80%	18.65%	16.46%	14.20%	11.83%	9.29%	6.44%	3.02%	-1.94%	0.00%	0.00%
	2.6	38.14%	35.85%	33.59%	31.37%	29.18%	27.00%	24.83%	22.66%	20.47%	18.23%	15.93%	13.52%	10.90%	7.94%	4.20%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	2.7	38.03%	35.72%	33.45%	31.20%	28.98%	26.77%	24.56%	22.32%	20.05%	17.70%	15.22%	12.52%	9.37%	5.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	2.8	37.91%	35.59%	33.30%	31.03%	28.78%	26.53%	24.27%	21.96%	19.59%	17.09%	14.35%	11.15%	6.39%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	2.9	37.79%	35.45%	33.15%	30.86%	28.57%	26.28%	23.96%	21.57%	19.07%	16.36%	13.22%	8.69%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	3	37.67%	35.32%	32.99%	30.67%	28.36%	26.01%	23.62%	21.13%	18.47%	15.45%	11.42%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	3.1	37.54%	35.18%	32.83%	30.48%	28.13%	25.73%	23.26%	20.65%	17.75%	14.19%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	3.2	37.42%	35.03%	32.66%	30.28%	27.89%	25.43%	22.86%	20.09%	16.87%	11.81%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	3.3	37.29%	34.88%	32.49%	30.08%	27.63%	25.11%	22.43%	19.43%	16.34%	11.44%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	3.4	37.16%	34.73%	32.31%	29.86%	27.36%	24.75%	21.93%	18.65%	15.20%	10.44%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	3.5	37.02%	34.58%	32.12%	29.64%	27.08%	24.39%	21.50%	18.33%	14.90%	10.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	3.6	36.89%	34.42%	31.94%	29.44%	26.88%	24.11%	21.16%	17.99%	14.58%	9.50%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	3.7	36.75%	34.25%	31.83%	29.33%	26.76%	24.00%	21.00%	17.83%	14.40%	9.33%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	3.8	36.60%	34.10%	31.72%	29.22%	26.66%	23.90%	20.90%	17.73%	14.30%	9.23%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	3.9	36.45%	34.00%	31.62%	29.12%	26.56%	23.80%	20.80%	17.63%	14.20%	9.13%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
	4	36.30%	33.90%	31.54%	29.02%	26.46%	23.70%	20.70%	17.53%	14.10%	9.03%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

BIOGRAFI PENULIS



EKO PURWANTO, lahir di Sidoarjo pada 09 September 1975. Penulis menyelesaikan pendidikan S1 di Jurusan Teknis Mesin ITS pada tahun 2000. Setelah bekerja di berbagai perusahaan selama hampir 13 tahun, penulis menempuh studi S2 di MMT ITS Jurusan Manajemen Industri dan lulus pada tahun 2015.